



Tiago Miguel Cardoso Ribeiro

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores

ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DA POTÊNCIA INSTALADA NO SECTOR ELECTROPRODUTOR PORTUGUÊS

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
das Energias Renováveis

Orientador: João Joanaz de Melo, Professor Auxiliar com
Agregação, FCT/UNL (DCEA)

Co-orientadora: Anabela Gonçalves Pronto, Professora
Auxiliar, FCT/UNL (DEE)

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina

Vogal(ais): Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo

Prof. Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

[Março de 2018]

Análise da disponibilidade da potência instalada no sector electroprodutor português

Copyright Tiago Miguel Cardoso Ribeiro, FCT/UNL, UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito perpétuo e sem limites geográficos de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos ou de forma digital, ou por outro qualquer meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado o crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

À minha família pelo apoio e carinho.

Quero agradecer principalmente aos meus pais, que com a sua luta constante perante as adversidades terem criado o caminho para que eu tivesse condições para aqui chegar.

Aos meus orientadores, Professor João Joanaz e Professora Anabela Pronto, não só pela infinita paciência e disponibilidade que tiveram, como pela enorme ajuda e incentivo que deram na elaboração desta dissertação.

Quero agradecer também à minha namorada, por perceber e me ter apoiado sem reservas ao longo deste trajeto.

Um agradecimento a todos os que de uma maneira ou de outra permitiram que aqui chegasse.

Resumo

Desde há algum tempo que se vem tornando claro o excesso de capacidade instalada do sistema eletroprodutor português. Têm sido discutidos os méritos e deméritos de diversos subsectores que cresceram nos últimos anos (eólico, hídrico, gás, solar), mas tem faltado uma análise global na perspetiva da necessidade efetiva da capacidade relacionada com a segurança do sistema. Assim, nesta dissertação é feito o estudo da disponibilidade da potência instalada no setor elétrico português, com base na evolução dos consumos e da análise da capacidade para o período de 2014-2017. Dois indicadores principais que permitem analisar a capacidade e a segurança: a disponibilidade real e o índice de cobertura, ambos analisados em base diária e semanal.

Ao longo deste período a potência instalada aumentou 11%, sendo que a capacidade hídrica cresceu 27%, contra apenas 7% da capacidade eólica, sendo estas fontes a par da energia térmica os grandes pilares de abastecimento do sistema elétrico português. O estudo da disponibilidade mínima real do sistema permitiu concluir que o sistema apresentou durante o período de análise uma capacidade de excedência elevada face às pontas máximas de consumo registadas. O índice de cobertura semanal, que avalia a segurança de abastecimento do sistema elétrico, relaciona a disponibilidade mínima real com a ponta máxima de consumo em cada semana do período de estudo de 2014-2017. O índice de cobertura semanal médio neste período foi de 1,71 e o índice de cobertura mínimo registado foi de 1,30 (uma situação de risco seria denotada por um índice de cobertura próximo ou inferior a 1,0). Esta situação muito folgada em termos de segurança resulta da conjugação de um decréscimo de consumos (em grande parte por via da eficiência energética), e do aumento (porventura não justificado) da capacidade instalada.

Na análise de segurança nos cenários analisados o sistema apresenta sempre uma capacidade de resposta bastante satisfatória perante as necessidades avaliadas, sendo os únicos fatores de risco identificados com a paragens das centrais térmicas a carvão do Pego e de Sines e a central térmica a gás da Tapada do Outeiro. Para evitar os riscos de segurança associados ao descomissionamento destas centrais, será importante equacionar o contributo para a segurança do sistema da exploração do potencial de eficiência energética conhecido, bem como o esperado crescimento da energia solar e novas tecnologias.

Com o progressivo encerramento das centrais térmicas, as energias renováveis aparecem como fontes emergentes., sendo a sua aposta uma necessidade essencial para o futuro da energia elétrica do país; mas são necessárias algumas mudanças no paradigma das renováveis em Portugal, que consigam apresentar soluções eficientes, bem como uma consciencialização da população para o uso de outras formas de energia e a aposta na eficiência energética.

Palavras-chave: Energia hidroelétrica, sistema elétrico, SEN, energias renováveis

Abstract

For some time now, the excess installed capacity of the Portuguese electroproducing system has become clear. The merits and demerits of several subsectors that have grown in recent years (wind, water, gas, solar) have been discussed, but there has been a lack of comprehensive analysis of the actual need for capacity related to the safety of the system. Thus, in this dissertation the study of the availability of installed power in the Portuguese electricity sector is made, based on the evolution of the consumption and the analysis of capacity for the period 2014-2017. Two main indicators that allow analyzing capacity and safety: real availability and coverage index, both analyzed on a daily and weekly basis.

Throughout this period, installed capacity increased by 11%, with water capacity increasing by 27%, compared to only 7% of wind capacity, these sources being alongside thermal energy the main pillars of supply of the Portuguese electricity system. The study of the minimum real availability of the system allowed to conclude that the system presented during the period of analysis a capacity of high exceedance against the registered maximum consumption tips. The weekly coverage index, which evaluates the security of supply of the electrical system, relates the minimum real availability to the maximum consumption tip in each week of the 2014-2017 study period. The average weekly coverage ratio in this period was 1.71 and the minimum coverage ratio recorded was 1.30 (a risk situation would be denoted by a coverage ratio close to or below 1.0). This very safety-related situation results from the combination of a decrease in consumption (largely through energy efficiency) and an increase (perhaps not justified) in installed capacity.

In the analysis of safety in the analyzed scenarios, the system always has a satisfactory response capacity in view of the evaluated needs, the only risk factors being identified with the Pego and Sines coal-fired power stations and the Tapada gas-fired power station of Outeiro. In order to avoid the safety risks associated with the decommissioning of these plants, it will be important to consider the contribution to safety of the system of exploiting the known energy efficiency potential as well as the expected growth of solar energy and new technologies.

With the progressive closure of thermal power plants, renewable energies appear as emerging sources, and their stake is an essential need for the future of the country's electricity; but some changes are needed in the paradigm of renewable energy in Portugal that can present efficient solutions, as well as an awareness of the population for the use of other forms of energy and the focus on energy efficiency.

Key words: Hydroelectric power, electricity system, SEN, renewable energy

Índice de Matérias

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Índice de Matérias.....	xi
Índice de Figuras.....	xv
Índice de Tabelas	xvii
Abreviaturas e símbolos	xix
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Âmbito e objetivos.....	1
1.3 Estrutura da tese.....	2
2. Revisão de literatura.....	3
2.1 Consumo de energia mundial.....	3
2.2 Liberalização dos Mercados de Energia	4
2.2.1 Historial	4
2.2.2 A Carta da Energia	4
2.2.3 União europeia – União da energia e Clima.....	5
2.3 Sistema Elétrico Nacional.....	6
2.3.1 Definição	6
2.3.2 Regulação	6
2.3.3 Mercado de energia	8
2.3.4 Rede Transporte de energia.....	8
2.3.5 Produtores.....	8
2.3.6 Enquadramento legal.....	9
2.4 Análise e balanço de energia.....	10
2.4.1 Evolução de consumos	10
2.4.2 Dependência energética.....	11
2.4.3 Fatura energética	11
3. Metodologia.....	13
3.1 Abordagem Geral.....	13
3.2 Obtenção de Informação	13
3.3 Análise da potência instalada e consumos	14
3.3.1 Produção em regime ordinário e especial.....	14

3.3.2 Evolução dos consumos	14
3.4 Análise da disponibilidade vs. consumos.....	14
3.4.1 Análise de potências	14
3.4.2 Análise da hidraulicidade	16
3.4.3 Análise eólica	17
3.4.4 Análise térmica	17
3.4.5 Análise das semanas da ponta máxima	17
3.4.6 Análise fotovoltaica.....	18
3.4.7 Análise tempo parado das centrais	18
3.5 Rede de transporte de energia	19
3.5.1 Perdas de energia elétrica	19
3.6 Análise de segurança.....	19
4. Análise da potência instalada e consumos.....	21
4.1 Produção regime ordinário	21
4.2 Produção em regime especial.....	24
4.3 Evolução dos consumos em Portugal.....	27
5. Análise da disponibilidade vs consumo 2014-2017	29
5.1 Análise de disponibilidade de potência.....	29
5.1.1 Quatro dias só com energias renováveis	36
5.2 Análise da hidraulicidade.....	38
5.3 Análise da energia eólica	41
5.4 Análise da energia térmica.....	42
5.5 Análise das semanas de ponta máxima	43
5.6 Fotovoltaico: Síntese dos anos de estudo.....	45
5.7 Análise de tempo parado das centrais	48
5.8 Rede de Transporte de Energia	49
5.8.1 Distribuição e transporte	49
5.8.2 Perdas de energia elétrica	50
6. Análise de Segurança	52
6.1 Relatório de Monitorização de Segurança 2017-2030	52
6.1.1 Evolução da procura de eletricidade.....	53
6.1.2 Análise: Oferta vs. Procura	53
6.1.3 Análise de segurança: Trajetória A do RMSA-E	55
6.2 Análise de segurança: estudo	56
6.3 Análise de segurança: Teste de Stress.....	58
6.4 Análise de impactos: Estudo dos rios.....	60

7. Conclusão	64
7.1 Síntese de resultados	64
7.2 Desenvolvimentos futuros.....	66
8. Referências	68

Índice de Figuras

Figura 2-1 - Consumo mundial de energia primária até 2016	3
Figura 2-2 - Evolução dos Consumos de Energia Primária e Final 2007-2016.....	10
Figura 2-3 - Dependência energética 2007-2016.....	11
Figura 2-4 - Evolução do Saldo Importador 2006-2016.....	12
Figura 4-1 - Potência Renovável instalada MW.....	26
Figura 4-2 - Divisão da potência instalada por fonte [MW].....	26
Figura 4-3 Previsão do consumo energia elétrica 1996-2017 vs. Consumo energia elétrica real	27
Figura 4-4 - Previsão de crescimento dos consumos para o período 2017-2030.....	28
Figura 5-1 - Evolução de potência instalada por fonte 2014-2017.....	29
Figura 5-2 - Diagrama de potências do sistema elétrico português, 2014-2017.....	30
Figura 5-3 – Índice de cobertura semanal, para o período 2014-2017	32
Figura 5-4 – Produção por fonte e consumo elétrico referido à produção 2014-2017	35
Figura 5-5 - Diagrama de Carga - 7 a 11 de Maio 2016.....	37
Figura 5-6 - Diagrama de potências médias hídricas, 2014-2017	38
Figura 5-7 - Níveis de armazenamento hidroelétrico 2014-2017.....	39
Figura 5-8 - Consumo hidroelétrico do sistema elétrico português, 2014-2017.....	40
Figura 5-9 - Diagrama de potências eólicas 2014-2017	41
Figura 5-10 - Diagrama de potências médias térmicas, 2014-2017.....	42
Figura 5-11 - Consumo térmico do sistema elétrico português, 2014-2017.....	43
Figura 5-12 - Diagrama de potências semanal, de 29 janeiro a 4 de fevereiro de 2014: ponta máxima consumo.....	44
Figura 5-13 - Diagrama de potências semanal, de 1 a 7 de janeiro de 2015: ponta máxima consumo	44
Figura 5-14 - Diagrama de potências semanal, de 12 a 18 de fevereiro de 2016: ponta máxima consumo.....	44
Figura 5-15 - Diagrama de potências semanal, de 15 a 21 de janeiro de 2017: ponta máxima consumo	45
Figura 5-16 - Irradiação Solar na Europa	46
Figura 5-17 – Consumo de energia elétrica proveniente de fonte fotovoltaica 2014-2017.....	47
Figura 5-18 - Perdas de transporte e Distribuição	51
Figura 6-1 - Cenários de evolução procura de eletricidade	53
Figura 6-2 - Rácio entre Produção bruta e Procura	54
Figura 6-3 - Evolução da Produção bruta vs. Procura (GWh).....	54
Figura 6-4 - ICP trajetória do RMSA -E.....	56
Figura 6-5 - ICP de estudo.....	57

Figura 6-6 - Margem de reserva vs. Margem de reserva mínima necessária: estudo	57
Figura 6-7 - Margem de reserva vs. Margem de reserva mínima necessária: teste de stress	58
Figura 6-8 - ICP: Teste de stress.....	59
Figura 6-9 - Margem de reserva vs. Margem mínima: Teste de stress do rio Tejo	61
Figura 6-10 - ICP: teste stress Tejo	61
Figura 6-11 - Margem de reserva vs. Margem mínima: teste stress do douro.....	62
Figura 6-12 - ICP: teste stress Douro	63

Índice de Tabelas

Tabela 4-1 - Centrais Termoeléctricas em funcionamento	21
Tabela 4-2 - Centrais hidroeléctricas em funcionamento	22
Tabela 4-3 - Produção em regime especial instalada por fonte	25
Tabela 5-1 - Análise de tempo parado das centrais	48
Tabela 5-2 - Balanço da potência indisponível por hora de paragem.....	49
Tabela 5-3 - Evolução do comprimento das linhas de transporte e potência de transformação	50
Tabela 6-1 - Evolução da capacidade instalada	55
Tabela 6-2 - Capacidade instalada sem evolução - Teste de Stress	60

Abreviaturas e símbolos

AC	Corrente Alternada
AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários de Portugal
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral De Energia E Geologia
EDP	Eletricidade de Portugal
Ene20	Estratégia Nacional De Energia
ERSE	Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos
FEDER	Fundos Europeus Estruturais E De Investimento
ICP	Índice de Cobertura Probabilística da Ponta
MAT	Muito alta tensão
MT	Média tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OPEP	Organização Dos Países Exportadores De Petróleo
O&M	Operação e manutenção
PNBEPH	Programa Nacional De Barragens De Elevada Potencial Hidroelétrico
PRE	Produtores em Regime Especial
PRO	Produtores em Regime Ordinário
REN	Rede Energética Nacional
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia
RSU	Resíduos sólidos urbanos
RRC	Regulamento De Relações Comerciais
SENV	Sistema Regulado E Sistema Elétrico Independente Ou Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico De Serviço Público
UE	União Europeia

1. Introdução

1.1 Enquadramento

O sistema elétrico português com a abertura e liberalização dos mercados tem-se deparado com vários desafios originados pela globalização do mercado e dos aumentos dos preços dos combustíveis fósseis. O mercado de energia tem-se vindo a adaptar a estes desafios e a assumir os compromissos ambientais inerentes. A liberalização dos mercados levou a um aumento de produtores de energia registados, sendo que a maior aposta ainda é concentrada em grandes centrais hídricas de grande dimensão em virtude dos elevados apoios concedidos, existe cada vez mais uma necessidade de criar condições e apoios apelativos para uma aposta em fontes de menores dimensões, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável.

Atualmente a energia elétrica é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia, como Portugal não dispõe de fontes primárias de energia fóssil apresenta uma dependência energética de acordo com a necessidade que o país tem nestas fontes para produção de energia elétrica. Após o descomissionamento das centrais termoelétricas a gásóleo/fuelóleo de Setúbal, Tunes e Carregado entre os anos 2006 e 2009 (REN, s.d.) e os reforços de potência através da construção das centrais a gás natural de Lares (2009) e Pego C.C. (2010), as centrais termoelétricas a gás natural e a carvão têm sido um pilar na produção de energia do país representando mais de metade da energia elétrica consumida atualmente o que faz aumentar a fatura energética do país.

A Europa tem vindo a enfrentar uma procura cada vez mais crescente de energia e recursos que tem originado oscilações nos preços e algumas dificuldades de abastecimento. Como resposta a União Europeia (UE) tem procurado elaborar uma estratégia que permita uma resposta clara e eficiente no sector da energia. Para tal, a UE estabeleceu recentemente o objetivo de alcançar uma quota de 27% de fontes renováveis no consumo final de energia até 2030. Portugal assumiu metas mais ambiciosas que visam alcançar um mínimo de 40% de renováveis até 2030 (DGEG, 2018).

No final de 2017, as fontes renováveis representavam 35% da potência instalada no sistema elétrico português e foram responsáveis por suprir apenas 19% dos consumos de energia elétrica no ano de 2017 (REN, 2018). Com um período de 2017-2030 para atingir as metas propostas perante a UE, é importante avaliar qual será o impacto real do descomissionamento das centrais térmicas a carvão e gás natural nas metas estabelecidas.

1.2 Âmbito e objetivos

O objetivo central desta dissertação é estudar a disponibilidade da potência instalada no sistema elétrico português, e sua comparação com os consumos reais no período de 2014-2017. Estes

resultados por sua vez são utilizados numa avaliação da segurança do sistema elétrico. A comparação de valores reais de disponibilidades e consumos é realizada para o período 2014-2017. A análise de segurança cruza estes resultados com os relatórios de monitorização de segurança do abastecimento para o horizonte 2017-2030.

1.3 Estrutura da tese

Esta dissertação está dividida em sete capítulos.

O capítulo 1 serve de introdução e apresenta o enquadramento, o âmbito e a estrutura da tese.

No capítulo 2, apresenta-se uma revisão de leitura que serviu de base para esta dissertação e está dividida em quatro subcapítulos. No primeiro é apresentada uma evolução dos consumos mundiais. No segundo faz-se uma análise do mercado de energia desde a sua origem até à atualidade. No terceiro é feita uma análise à estrutura do sistema elétrico nacional e no último é feita uma análise ao balanço da energia em Portugal.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia usada para a obtenção de resultados propostos na elaboração desta dissertação.

No capítulo 4, é feito um apanhado da potência total instalada e dos consumos do sistema elétrico português.

No capítulo 5, encontra-se a análise principal desta tese que é a avaliação da resiliência do sistema elétrico português através de uma análise da disponibilidade e evolução de consumos do sistema elétrico português para o período 2014-2017.

No capítulo 6, apresenta-se a análise de segurança ao sistema elétrico português com o objetivo de avaliar os níveis de segurança perante a evolução prevista até 2030.

No capítulo 7 é apresentada a síntese dos principais resultados obtidos ao longo da realização desta dissertação.

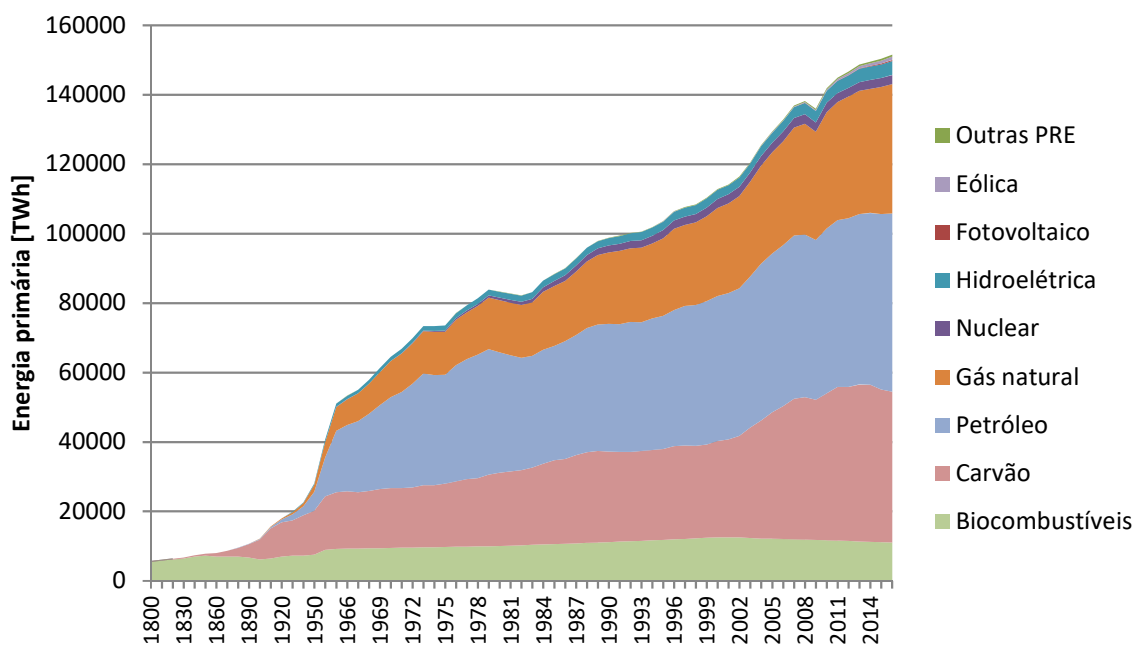
2. Revisão de literatura

2.1 Consumo de energia mundial

Com a grande revolução industrial do início do século XIX, expansão da energia elétrica e das suas novas formas de produção de energia foram progredindo. No início do século XIX o uso do carvão para produção de energia aumentou consideravelmente devido à sua preponderância na produção de energia representando quase metade das fontes de energia a nível mundial. Ao carvão juntou-se depois o petróleo e o gás natural, como fontes de energia abundantes e baratas para satisfazer as necessidades energéticas, de calor e transportes.

As crises petrolíferas fizeram com que os preços da energia primária fóssil aumentassem extraordinariamente, como consequência a energia fóssil deixou de ser vista como uma energia barata e acessível, passando a haver uma maior consciência da limitação da abundância das fontes existentes levando a que pela primeira vez tenham sido feitas observações relativamente às preocupações ambientais sobre os efeitos nocivos da combustão.

Na figura 2-1, temos o consumo global de energia primária em TWh a nível mundial por fonte de energia desde 1800 até aos dias de hoje.



Fonte (Ritchie & Roser, s.d.)

Figura 2-1 - Consumo mundial de energia primária até 2016

No período pós crises com a energia nuclear a não corresponder ao que se pretendia ser uma energia limpa e barata, surgiu a necessidade de se alterar o modelo de energia esta mudança só foi possível

graças à inovação tecnológica e organizacional, foram assim dados os primeiros passos para uma liberalização do mercado e de uma visão de aposta renovável (Paiva, 2011).

2.2 Liberalização dos Mercados de Energia

2.2.1 Historial

A inovação tecnológica trouxe novas tecnologias de produção, mais eficientes e menos dispendiosas. Apareciam as primeiras turbinas a gás com uma gama alargada de potências e com a implementação dos ciclos combinados surgia a cogeração que permitia um maior aproveitamento da energia primária e localização dos locais de consumo. Passou então a haver um olhar mais abrangente para as energias renováveis como fonte de energia limpa e impacto ambiental reduzido, fontes como a eólica, mini-hídrica, solar ou geotérmica começaram a ter um maior desenvolvimento e a serem cada vez mais consideradas no sistema energético.

A eficiência energética começou a ser cada vez mais uma prioridade, através de uma política cada vez mais agressiva contra emissões dos combustíveis fósseis e uma maior consciência ambiental, a aposta nas novas tecnologias permitiu não só reduzir os impactos de algumas economias como também contribuiu para o início da descentralização da produção do sector energético (Castro, 2011; Paiva, 2011).

Com vista a acabar com os monopólios de energia e gás natural, durante a década de 1990, a união europeia e os estados membros foram convergindo em ações e ideologias para a abertura dos mercados de energia à concorrência, com muitos países ainda em dificuldades de desenvolvimento, em 1990 surge a ideia de criar um regime de cooperação que permitisse regular as relações a nível energético entre os países da Europa Oriental e da antiga União Soviética promovendo a cooperação o desenvolvimento e a segurança do abastecimento (CECA ; Euratom, 2007).

2.2.2 A Carta da Energia

O Tratado da Carta da Energia foi uma resposta para reforçar a segurança do abastecimento de energia da União Europeia perante a necessidade de capitalizar o potencial energético dos países da Europa central e oriental através da cooperação com países industrializados da Europa mais industrializados. Este protocolo relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados pretendia promover o desenvolvimento sustentável através de implementação de políticas de eficiência energética e incentivando a cooperação entre estados membros. O tratado da carta de energia foi assinado em dezembro de 1991 por 51 Estados, sendo ratificado posteriormente, em dezembro de 1994, estabeleceu normas de carácter vinculativo para a cooperação, o comércio de materiais e produtos energéticos, o investimento, o trânsito e a resolução de conflitos na área energética.

Simultaneamente foi assinado um protocolo relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados. As Comunidades Europeias e os Estados-Membros são signatários do Tratado e do Protocolo (CECA ; Euratom, 2007).

2.2.3 União europeia – União da energia e Clima

Com as bases lançadas para uma União da Energia europeia que procura garantir um abastecimento energético seguro, acessível e respeitador do ambiente, por razões de critério e eficiência foi criado um registo permanente de progressos e alterações necessárias com vista uma constante melhoria da utilização de recursos.

Todos os países da União Europeia (UE) passam a ser representados a uma só voz em matéria de energia mundial, baseando-se na política energética em vigor da UE, nomeadamente o quadro energético e climático para 2030 e a estratégia de segurança energética (União europeia, 2016).

Os domínios de intervenção da UE em matéria de União de Energia são:

- Segurança, solidariedade e confiança
- Mercado interno de energia plenamente integrado
- Eficiência energética
- Ação climática: descarbonizar a economia
- Investigação, inovação e competitividade

Objetivos da UE no sector da energia (União europeia, 2016; Comissão Europeia, 2016; Comissão Europeia, 2014) relativamente aos níveis de 1990:

- 2020
 - 20% de redução mínima das emissões de gases com efeito estufa
 - 20% da energia obtida a partir de fontes renováveis
 - 20% de melhoria de eficiência energética
- 2030
 - 40% da redução das emissões de gases com efeito estufa
 - 27% da energia da UE tem de ser obtida a partir de fontes renováveis
 - 27-30% de aumento de eficiência energética
 - 15% de interligações elétricas entre estados membros
- 2050
 - 80-95% da redução de gases com efeito estufa

Tendo em vista o cenário de 2020, a UE no seu geral está num bom caminho para conseguir cumprir os objetivos estabelecidos (Comissão Europeia, 2014):

- A emissão de gases com efeito estufa tinham diminuído 18% até ao ano 2012 relativamente aos níveis de 1990.
- A cota das energias renováveis aumentou para 14% em 2012.
- Prevê-se uma melhoria da eficiência energética de 18-19% até 2020, bastando que todos os países membros da UE adotem todas as disposições legislativas para alcançar os 20% de meta.

2.3 Sistema Elétrico Nacional

2.3.1 Definição

O Sistema elétrico nacional (SEN) é um sistema integrado que admite a coexistência de dois sistemas em simultâneo, o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) - Sistema Regulado e Sistema Elétrico independente ou não vinculado (SENV) – Sistema liberalizado, assente no DL 29/2006, que estabeleceu as bases da nova organização do SEN e nas legislações posteriores DL 172/2006 e DL 264/2007, onde são estabelecidos os princípios de funcionamento e organização do SEN, bem como as regras aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e ainda, a organização dos mercados de eletricidade (Castro, 2011).

Atualmente a eletricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia, sendo Portugal um país sem fontes de energia primária fóssil, como o petróleo, o carvão e o gás natural a aposta em fontes de energias renováveis tem de ser uma prioridade. Nos últimos anos o número de produtores de energia tem vindo a aumentar significativamente, para além das grandes centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, existe cada vez mais uma necessidade de aposta em outras menores dimensões, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável, embora os apoios ainda não sejam ao nível as PRE mais fortes.

Constitui objetivo fundamental das atividades que integram o SEN, a disponibilização de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa quer quantitativamente a concretizar com base em princípios de racionalidade e eficiência dos meios a utilizar em todas as atividades que integram o setor elétrico desde a produção de eletricidade até ao seu fornecimento ao consumidor final (Erse, s.d.).

2.3.2 Regulação

Com a abertura da energia a um mercado liberalizado, como bem essencial a energia elétrica está sujeita a obrigações e responsabilidades de serviço público necessitando para tal de entidades que vigiem o sector de forma a garantir o desempenho e a regulação dos mercados. São elas a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) e a DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia), cada uma com a sua área de intervenção própria, cabe a estas entidades através de supervisão e acompanhamento fazer com que as normas e princípios de bom funcionamento sejam aplicados de

forma a garantir que todas as catividades sejam asseguradas com maior eficiência, objetividade, transparência e procurando garantir uma equidade geral entre todos, desde produtores a consumidores finais.

ERSE

A ERSE atua principalmente como regulador comercial de todo o envolvente do mercado de energia atuando com base no regulamento de relações comerciais (RRC) e da sua própria diretiva nº18/2012.

A sua área de intervenção e responsabilidade abrange (Erse, s.d.):

- Liberalização do sector elétrico
- Regulamentação do sector elétrico
- Acompanhamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)
- Definição de tarifas e preços para as catividades reguladas
- Apoio e acompanhamento das catividades e dos agentes do sector
- Construção dos elementos de ligação à rede e monitorização
- Informação a prestar por clientes e produtores em regime ordinário aos operadores de redes
- Dados estatísticos
- Auditoria e inspeções.

DGEG

A DGEG tem um papel mais de regulador técnico do mercado de energia, apesar de poder entrar na regulamentação de mercado ao nível comercial e legislativo, o seu principal foco é toda a legislação e regulamentação na vertente técnica do mercado de energia. A sua área de intervenção e responsabilidade abrange (DGEG, 2018):

- Legislação e regulamentação de licenciamento.
- A responsabilidade técnica e segurança das instalações elétricas.
- Licenciamento de Produtores em Regime Ordinário e de Produtores em Regime Especial, licenciamento e fiscalização de instalações elétricas acima de 60 kV e centrais de potência aparente superior a 10 MVA
- Controlar a expansão da rede e investimento procurando garantir a qualidade do serviço público
- Análise de risco e acidentes da rede elétrica

2.3.3 Mercado de energia

A liberalização dos mercados de eletricidade acabou com o monopólio existente, passando a haver um regime livre sujeito a regulamentação e legislação própria. O Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia (MIBEL, 2018).

Os agentes de mercado acreditados podem aceder aos mercados para compra e venda de energia, bem como para o transporte e distribuição, estando sujeito à cobrança de taxas previamente estabelecidas pela autoridade competente. Cabe à ERSE a regulação dos preços no mercado regulado através de tarifas com revisões trimestrais. Esta tarifa é calculada tendo em conta as atividades do sector: a produção de eletricidade, o transporte em muito alta tensão, a distribuição em alta, média e baixa tensões e a comercialização. Prevê-se uma extinção gradual destas tarifas reguladas até ao final do ano de 2020 (Erse, s.d.).

Outras entidades que publicam resumos informativos são, MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade, elaborados conjuntamente pela ERSE, Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) de Portugal, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) e a Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

2.3.4 Rede Transporte de energia

A concessão de transporte de energia em MAT (150 kV, 220 kV e 400 kV) é da responsabilidade da RNT, atribuída pelo estado português em regime de serviço público e exclusividade à REN, tendo esta entidade a responsabilidade de toda a operação logística desde o planeamento à operação e manutenção, de forma a manter o funcionamento do SEN a partir das suas infraestruturas que integram nos seus serviços e operações.

A distribuição está a cargo da Rede Nacional de Distribuição, pertencente à EDP Distribuição. Estas linhas são compostas por infraestruturas de alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT), sendo que as de BT são operadas com recurso a contratos de concessão estabelecidos com os municípios e distribuidores (REN, 2018).

2.3.5 Produtores

Produção em regime ordinário

Esta produção engloba os produtores que produzam energia com base em fontes térmicas base não renováveis e em grandes hídricas. A definição e enquadramento legal de bases e procedimentos de

atribuição de licenciamento para produtor em regime ordinário e comercialização em regime de mercado foi publicada no DL nº 172/2006 e republicado pelo DL nº 215-B/2012, capítulo II.

Estes decretos estabelecem um sistema jurídico que se pode aplicar desde a produção, ao transporte e comercialização, até mesmo a área logística está abrangida de procedimento legal aplicável para mudança de operador de comercialização, mercados e acesso às diversas atividades (ERSE, 2018; REN, 2018; EDP, 2017).

Produção em regime especial

Esta produção engloba os produtores que produzam energia com base em fontes renováveis endógenas. A definição e enquadramento legal de bases e procedimentos de atribuição de licenciamento para produtor terá de satisfazer os requisitos previstos no enquadramento legal das instalações de produção, devendo ter em conta, a seguinte legislação aplicável, DL nº 172/2006 e republicado pelo DL nº 215-B/2012, capítulo III.

Estes decretos estabelecem um sistema jurídico que se pode aplicar desde a produção, ao transporte e comercialização, até mesmo a área logística está abrangida de procedimento legal aplicável para mudança de operador de comercialização, mercados e acesso às diversas atividades (EDP, 2017).

São consideradas como PRE:

- Produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou urbanos;
- Produção de eletricidade em cogeração (calor e eletricidade);
- Micro produtores;
- Mini produtores;
- Unidade de Pequena Produção (UPP).

Atualmente em Portugal tem 6790 MW de potência instalada em centros de PRE (DGEG, 2017).

2.3.6 Enquadramento legal

Os parques eólicos apesar de sujeitos ao regime geral encontram-se abrangidos no DL 172/2006, alterado e republicado pelo DL 215-B/2012, que por sua vez, posteriormente foi substituído pelo DL 35/2013, que estabelece novos regimes remuneratórios alternativos destinados a vigorar após os períodos iniciais de remuneração garantida. São dos projetos de produção de energia a partir de fontes renováveis, aqueles que mais resistência têm provocado, quer junto das populações, quer junto de organizações de defesa ambientais e dos próprios municípios. Esta resistência deve-se primordialmente a que uma grande parte dos pontos de captação de vento se situa em cumeeiras incluídas em zonas protegidas, a perturbação da paisagem alterada pela irrupção das torres eletrogeradoras. Sendo também um requerimento dos municípios, receberem uma verba adicional por

danos ambientais e perda de receitas turísticas. Essa compensação traduz-se na circunstância de os electroprodutores pagarem uma renda de 2,5% sobre o volume mensal de vendas à rede aos Municípios em cuja circunscrição se encontrem inseridas as suas instalações (n.º 27 do Anexo II ao DL 189/88, que se mantém em vigor por ressalva expressa do artigo 15.º, n.º 7 do DL 215-B/2012).

A energia proveniente de centrais de biomassa, está abrangida num diploma, o DL 5/2011, de 10 de janeiro, que se destina a promover a produção e o aproveitamento de biomassa, de modo a garantir o abastecimento das centrais dedicadas à biomassa florestal, e fixando também o incentivo à venda da eletricidade proveniente das mesmas (artigo 1.º, n.º 1 do DL 5/2011) (Gomes, Franco, & Calado, 2014; Pacheco & Mendes, 2018).

2.4 Análise e balanço de energia

2.4.1 Evolução de consumos

Os consumos gerais de energia primária e final têm vindo a mostrar sinais de abrandamento desde 2007. A média do aproveitamento energia final nestes anos de estudo cifrou-se em 73% da energia primária, sendo em 2010 o valor de aproveitamento mais alto com 77% da energia primária. Em contrapartida em 2015 apenas 70% da energia primária foi convertida em energia final (DGEG, 2016).

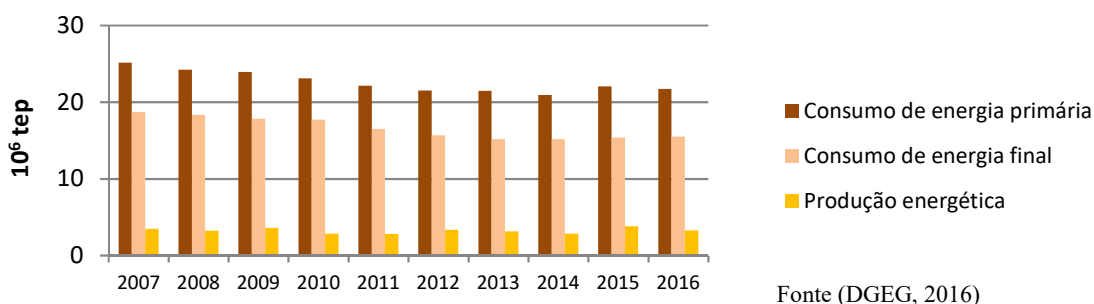


Figura 2-2 - Evolução dos Consumos de Energia Primária e Final 2007-2016

Atualmente em Portugal, existe 19818 MW de potência instalada (REN, 2018), os produtores PRE representam atualmente cerca de 35% potência instalada em Portugal com uma diferença curta para as grandes centrais hídricas que representam 37%. Ainda com uma cota de 28% da potência instalada a pertencer a fontes de energia térmica PRO, em caso de baixo índice de produtividade das grandes centrais hídricas na produção de energia elétrica, vai-se criar um desequilíbrio comercial no balanço energético por cada combustível fóssil extra que for necessário para compensar a falta de produção renovável.

2.4.2 Dependência energética

Portugal definiu metas muito ambiciosas no sector energético com o plano de Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE20), foram estabelecidas metas para reduzir a dependência energética de 83% em 2008 para 70% em 2020 e ainda incorporar 31% de energias renováveis no consumo final de energia, reduzindo ao mesmo tempo o consumo em 20% (Castro, 2011)). A figura 2-5 ilustra o desenvolvimento da nossa dependência energética desde 2007 até 2016.

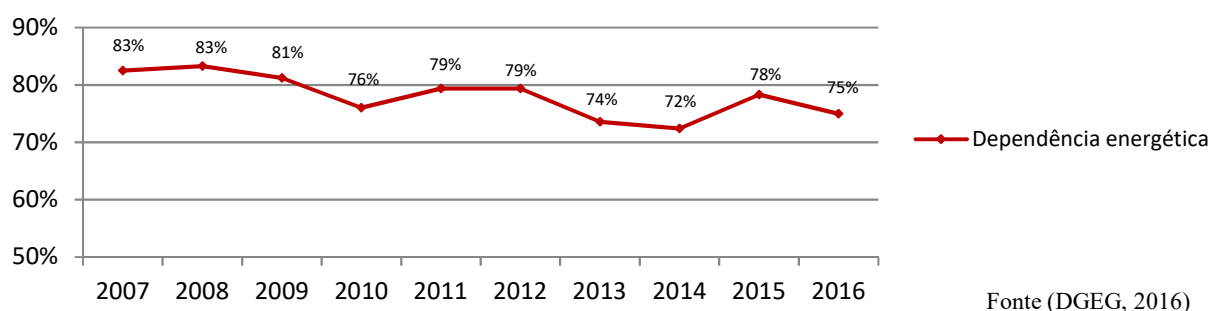


Figura 2-3 - Dependência energética 2007-2016

A nossa dependência relativamente a 2007 apresenta uma diminuição significativa em 2016, havendo anos onde o consumo de combustíveis fósseis para produção de energia foi elevado criando desequilíbrios na balança energética, relativamente às metas a redução da dependência tem tido uma resposta satisfatória.

Embora as importações de combustíveis fósseis tenham um grande peso na balança comercial, a aposta em energias renováveis energias tem vindo a ajudar a reduzir a dependência energética de Portugal, embora de forma muito menos expressiva do que se esperava. É de vital importância para as metas estabelecidas não só ter uma aposta forte em fontes de energia renováveis, mas também conseguir um maior aproveitamento e uma maior eficiência dos recursos disponíveis, criando um impacto mais positivo no nosso balanço energético e comercial.

2.4.3 Fatura energética

Portugal é um país com elevada dependência energética dos mercados exteriores de energias fósseis, o balanço energético está muito dependente das grandes hídricas e da energia eólica para contrabalançar com as energias fósseis, quanto menor for o aproveitamento destas fontes maior será a utilização das centrais de carvão e gás fazendo com que a nossa dependência energética dispare.

Apesar da abolição de centrais a fuelóleo e gasóleo do nosso país, as importações são uma grande parte do total o que mantém ainda o saldo muito dependentes do valor do petróleo de derivados, devidas às grandes oscilações do valor do barril de petróleo. O saldo importador demonstra a dependência de Portugal em relação aos combustíveis fósseis, o peso destes nas importações é

regulado por mercados que têm oscilações derivadas das a variação do dólar em relação a euro, moeda corrente em muitos países para transações internacionais.

Comparando com 2007 o saldo importador, atingindo em 2016 o valor mais baixo desde 2007, com 3 222 milhões de euros, representando uma melhoria de 12.9% em relação a 2015 e uma evolução em relação a 2007 de 50%, estes valores podem ser conferidos na figura 2-6 (DGEG, 2016).

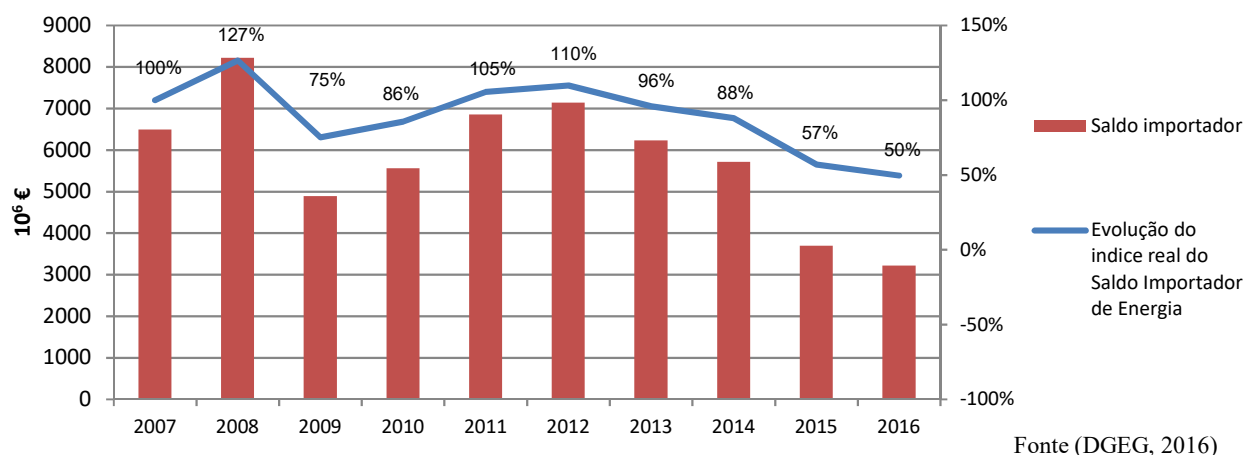


Figura 2-4 - Evolução do Saldo Importador 2006-2016

O saldo importador do país e o peso das importações de combustíveis fósseis estão diretamente relacionados com a dependência. Nos últimos anos com o aumento de utilização de fontes de energia renovável para produção de energia elétrica aliada a um aumento das exportações, permitiu ajudar a equilibrar a balança comercial do saldo importador.

3. Metodologia

3.1 Abordagem Geral

Para a elaboração da análise pretendida nesta dissertação foram seguidos os seguintes passos:

- Revisão de leitura, com uma incisão na evolução de fatores que contribuíram para o sistema electroprodutor atual.
- Análise da evolução da procura e dos consumos de energia elétrica desde 1995 até 2017.
- Para o mesmo período fazer um estudo da potência instalada no país por fontes de energia e analisar o seu desenvolvimento ao longo dos anos.
- Analisar a resiliência do sistema energético português atual e para perspetivas futuras, identificando as possíveis situações de risco. Caso de estudo do período 2014-2017, com vista a estudar a evolução e contribuição das principais fontes de energia elétrica do país.
- Fazer a análise de segurança do sistema sobre o abastecimento de energia elétrica e os requisitos necessários para manter o abastecimento em níveis adequados no período 2017-2030.

3.2 Obtenção de Informação

Para a primeira parte desta dissertação, a revisão de leitura, a obtenção de informação foi um trabalho abrangente onde foram consultados diversos artigos, relatórios e publicações tendo-se privilegiado fontes oficiais e recentes com o objetivo de apresentar um resumo da situação energética do país, com maior destaque sobre a evolução da energia elétrica.

A obtenção de dados para análise, foi feita através das páginas de internet das entidades principais do sistema elétrico português REN e DGEG. Após consulta inicial foi decidido dar maior preponderância aos dados recolhidos da REN, usando os dados da DGEG como complementos de análise sempre que necessário.

Na página de internet da REN estão disponíveis dados a partir do ano de 2007, como tal este ano foi usado para início da análise. Os dados recolhidos na página estão apresentados em escala de quinze minutos, horária, diária, mensal e anual.

Os consumos de energia elétrica por fonte foram obtidos numa escala semanal, o que permitiu fazer uma análise semanal dos consumos do sistema elétrico português para o período de estudo de 2014 a 2017.

Os dados disponíveis numa escala mais reduzida, permitiram fazer uma análise mais abrangente e completa ao longo dos anos de estudo 2014-2017 das potências fornecidas e consumidas por fontes produtoras de energia elétrica.

3.3 Análise da potência instalada e consumos

3.3.1 Produção em regime ordinário e especial

Esta análise foi feita com base nos dados obtidos através da página de internet da REN com o objetivo de fazer um levantamento atual das potências instaladas no final de 2017 por fontes de origem renovável e não renovável. Primeiro foi feito um resumo por fontes de produção em regime ordinário, que engloba as centrais de produção de energia elétrica a carvão e a gás natural e as grandes centrais de produção de energia hidroelétrica, apresentando uma listagem dos centros produtores de energia elétrica em funcionamento. De seguida foi feito um balanço da potência instalada por fontes de energia renovável, ou seja, a produção em regime especial, apresentando uma listagem da potência total instalada por tipo de fonte de produção de energia renovável. No fim é apresentado em forma gráfica o peso de cada fonte no sistema elétrico português e a evolução das fontes de energia renováveis desde o ano de 2007 a 2017.

3.3.2 Evolução dos consumos

Esta análise foi feita com base nos consumos de energia elétrica obtidos na página de internet da DGEG, onde foi possível recolher os dados dos consumos anuais desde 1995 até 2017. Com estes dados compilados, foi feito um estudo da evolução de consumos calculando a média da taxa de crescimento anual, para o período em questão.

A média da taxa de crescimento anual foi calculada segundo a fórmula: $médiateca = \frac{\sum_{n=0}^{n=i} (\frac{C_n}{C_{n+1}} - 1)}{n+1}$

onde:

C_n corresponde ao consumo registado no ano anterior

C_{n+1} corresponde ao consumo registado no ano seguinte

$n = 0$ corresponde ao ano inicial de estudo

$n = i$ corresponde ao ano final de estudo

Com a média da taxa de crescimento anual calculada e a evolução de consumos estudada para o período 2017-2030, de seguida fez-se uma análise entre os dados calculados e os dados disponíveis dos relatórios de segurança com previsões de consumo em 2008 e 2017 até ao ano de 2030.

3.4 Análise da disponibilidade vs. consumos

3.4.1 Análise de potências

Este caso de estudo serve para analisar a resiliência do sistema energético de Portugal. Esta análise foi feita com base em dados públicos da página de internet da REN e nos consumos apresentados entre

2014 e 2017, onde se elaborou um apanhado para cada ano sobre os fatores considerados mais determinantes na produção e consumo de energia, são eles a análise de potências, hidráulica, eólica e térmica.

A potência total instalada engloba todos os centros produtores de energia registados, quer sejam PRO ou PRE, é sobre esta potência total instalada que recai o estudo de resiliência do sistema elétrico português perante os consumos registados e previstos.

A indisponibilidade média registada foi obtida através do apanhado anual de todas as indisponibilidades registadas nos centros de produção em regime ordinário, visto serem os únicos que têm estes dados disponíveis. É considerada indisponibilidade se houver algum período em que um grupo não forneça potência ao sistema de energia, estes dados são apresentados numa escala horária, tendo sido adaptados para poderem ser tratados numa escala semanal.

De seguida foi calculada a margem de reserva, esta margem representa a capacidade de excedência da ponta máxima de consumo pelo sistema elétrico português de acordo com a potência total instalada. É considerada apenas a potência total instalada mais a contribuição *net transfer capacity* (NTC), que é a capacidade disponível para trocas comerciais tendo sido considerado o valor padrão de 10% para fazer face à ponta máxima de consumo, este valor é apresentado em percentagem (Martins, Cabral, Vilela, & Santos, 2011).

$$\text{Margem de reserva} = Pot_{\text{instalada total}} - NTC - \text{Ponta máxima consumo}$$

Para uma análise de segurança de abastecimento do sistema elétrico, o ponto de partida foi a análise da disponibilidade mínima garantida semanal. Para o cálculo desta disponibilidade foi usado o valor mínimo semanal de potência eólica somado às restantes potências disponíveis das fontes PRE e PRO, a fórmula usada está exemplificada de seguida:

$$\text{Disponibilidade mínima teórica} = Pot_{t(PRO)} + Pot_{(PRE \text{ exceto eólica})} + Pot_{\text{eólica mínima semanal}}$$

A ponta máxima de consumo, é a potência máxima de consumo registada ao longo da semana e a potência média de consumo é a média semanal das potências registadas. Esta análise representa a potência mínima que o sistema tem disponível por semana para fazer face às pontas máximas de consumo

A análise central deste ponto é a análise da disponibilidade mínima real do sistema, que nos vai indicar a capacidade real que o sistema teve perante as pontas máximas de consumo ao longo do período de estudo. Com esta análise pretende-se ter uma perspetiva das situações de risco do sistema e dos seus níveis de segurança.

$$Disponibilidade_{mínima\ real} = Disponibilidade_{mín\ teórica} - Indisponibilidade_{máx\ semanal}$$

Por fim, usando a análise de segurança de sistemas *Adequacy*, foi feito uma análise utilizando o índice de cobertura semanal (ICS) que relaciona a disponibilidade mínima real do sistema com a ponta máxima de consumo em cada semana do período de estudo. Esta análise permite ter uma noção de segurança do sistema numa escala semanal, quando por norma esta análise é feita anualmente. O ICS tem como fórmula;

$$ICS = \frac{Disponibilidade_{mínima\ real[MW]}}{Ponta\ máxima\ de\ consumo[MW]}$$

3.4.2 Análise da hidraulicidade

A análise da hidraulicidade foi feita através da análise dos diagramas de carga dos anos 2014 a 2017 e para cada ano foi feito um apanhado semanal, onde foram calculadas as potências médias de albufeiras e fios de água. Na análise dos anos para o período de 2014 a 2016 foram usados os diagramas de carga cedidos pela REN, que são apresentados em escala de 15 minutos, para o ano de 2017 foram usados os diagramas de carga presentes na plataforma de internet ENTSOE. Sendo um dos pilares do nosso sistema de energia, os centros produtores hidroelétricos têm um grande peso no sistema energético português onde têm sido uma aposta constante e sistemática para a produção de energia renovável. Esta análise também abrange o armazenamento hidroelétrico que é a capacidade de energia acumulada através do nível das águas para produção de energia. Esta capacidade pode ser medida em percentagem do consumo máximo, que compara a energia armazenada em albufeiras com os consumos máximos registados anualmente, sendo que para este período de estudo o armazenamento máximo de energia foi calculado entre os 3050 GWh para o período inicial de 2014 e 3200 GWh até ao final de 2017. Ou pode ser medida em dias, que nos indica quantos dias a energia hidroelétrica em caso de quebra do sistema conseguia aguentar o fornecimento de energia do sistema. Para este cálculo foi usado a fórmula:

$$Armazenamento\ em\ dias = \frac{Armazenamento\ hidroelétrico\ semanal_{[GWh]}}{Consumo\ anual\ de\ energia_{[GW]}} \times 365$$

Como último ponto de análise de hidraulicidade, foi feito um apanhado dos consumos das fontes hidroelétricas e o peso em relação ao consumo total anual, tendo sido utilizados os dados presentes nos relatórios semanais obtidos na página de internet da REN, para o cálculo do peso dos consumos provenientes de fontes hidroelétricas foi usada a fórmula:

$$Produção_{Hidroelétrica(\%)} = \frac{Energia\ hidroelétrica\ consumida_{total\ ano}}{Consumo\ total\ de\ energia_{ano}} \times 100$$

3.4.3 Análise eólica

A análise eólica foi centrada nas potências eólicas máximas, mínimas e médias. Esta análise foi feita usando os dados disponíveis nos diagramas de carga analisados. A potência máxima e a potência mínima eólica representam os valores semanais máximos e mínimos respetivamente de potência registados nos diagramas de carga, já a potência média eólica é a média dos valores semanais registados. Esta análise tem como objetivo o estudo da preponderância da potência eólica no sistema energético e a sua contribuição para o consumo de energia.

3.4.4 Análise térmica

A análise das potências térmicas máximas e médias foi feita com base nos dados disponíveis, a potência térmica máxima foi obtida através do valor máximo registado semanalmente, enquanto que a potência média térmica é a média dos valores semanais registados. Com vista a avaliar o peso das fontes térmicas não renováveis, foi feito um apanhado dos consumos anuais e calculado o peso em relação ao consumo total anual. Para esta análise foram usados os dados presentes nos relatórios semanais obtidos na página de internet da REN, para o cálculo do peso dos consumos provenientes de fontes térmicas foi usada a fórmula:

$$Produção_{Térmica(\%)} = \frac{Energia\ térmica\ consumida_{total\ ano}}{Consumo\ total\ de\ energia_{ano}} \times 100$$

3.4.5 Análise das semanas da ponta máxima

Como análise complementar foi feita uma análise da semana de ponta máxima para cada ano de estudo. A semana da ponta máxima é a semana do ano onde foi registado a potência máxima anual, usando a linha temporal de uma semana foi feita uma análise às 4 semanas da ponta máxima do período de estudo.

3.4.6 Análise fotovoltaica

Esta análise complementar tem por objetivo mostrar que a energia elétrica proveniente de fonte fotovoltaica ainda apresenta valores muito baixos relativamente ao potencial da irradiação solar do país. Como foco principal desta análise e usando os dados obtidos nos relatórios semanais presentes na página de internet da REN foi feito um apanhado dos consumos de energia de origem fotovoltaica para analisar a sua margem de evolução.

3.4.7 Análise tempo parado das centrais

Para esta análise, foi feito um levantamento das indisponibilidades que ocorreram nos quatro anos de estudo fazendo um balanço da potência total indisponível e da potência indisponível por causa fortuita, de seguida foi feito o cálculo do tempo total em que os grupos estiveram parados e quanto foi de falha fortuita. De seguida, foi feita uma estimativa do impacto que estas falhas tiveram na produção de energia considerando que os grupos parados iriam funcionar em pleno e sem interrupções.

Para esta análise foram considerados os seguintes fatores:

- Potência total indisponível – é a soma de todas as potências indisponíveis registadas ao longo do ano nos centros produtores de energia.
- Potência indisponível fortuita – é a soma de todas as potências por causa fortuita registadas ao longo do ano.
- Total de tempo parado – é a soma total de horas em que houve paragem nos centros produtores.
- Total de tempo parado fortuito – é a soma total de horas em que houve paragem nos centros produtores por causa fortuita.
- Impacto na produção de energia – é a estimativa de impacto na produção de energia que estas falhas podem causar.
 - Falha geral – impacto da potência total indisponível no fornecimento de energia
 - $Falha\ geral_{[GWh]} = Pot_{total\ ind} \times 24 \times 365$
 - Falha geral (%) – representa o peso da falha geral relativamente aos consumos anuais
 - Falha fortuita – impacto da potência indisponível fortuita no fornecimento de energia
 - $Falha\ fortuita_{[GW]} = Pot_{ind\ fortuita} \times 24 \times 365$
 - Falha fortuita_{total} (%) – representa o peso da falha fortuita relativamente aos consumos anuais
 - Falha fortuita_{geral} (%) – representa qual a percentagem da falha fortuita relativamente à falha geral.

De seguida, com o objetivo de avaliar a relação entre a potência indisponível e as horas de paragem dos centros produtores, total e fortuito. Esta relação pretende indicar o balanço entre a potência e as

horas paradas e a sua evolução ao longo dos anos de estudo. Para esta análise foram usadas as fórmulas:

$$\text{RelaçãoPot}_{total [MW/h]} = \frac{Pot_{total ind}}{Total tempo parado}$$

$$\text{RelaçãoPot}_{fortuita [MW/h]} = \frac{Pot_{ind fortuita}}{Tempo parado fortuito}$$

3.5 Rede de transporte de energia

Nesta secção foi feita uma análise da evolução das linhas de transporte e das potências de transformação com base nos dados obtidos na página de internet da REN, para o período de 2007 a 2016. Esta evolução é calculada com base na variação do valor inicial registado no ano 2007 e o valor final registado no ano de 2016.

3.5.1 Perdas de energia elétrica

Esta análise serve para identificar e registar a evolução das perdas de energia elétrica no sistema elétrico português, as perdas podem ser no transporte e distribuição ou perdas no consumo. As perdas no transporte e distribuição são perdas registadas ao longo dos vários pontos da rede de energia elétrica desde os centros produtores até ao destino final, já as perdas de consumo são perdas próprias dos centros produtores com a necessidade de consumo nas infraestruturas de serviço e apoio. Na página de internet da DGEG, estão disponíveis dados a partir de 1995 apresentados em escala anual, estes dados foram utilizados para análise das perdas próprias das centrais e de distribuição da rede elétrica para o período de estudo 2006-2016.

3.6 Análise de segurança

Esta análise serve para avaliar a segurança do abastecimento do sistema elétrico português. Tendo como ponto de partida um resumo da análise feito no Relatório de monitorização de segurança do abastecimento do sistema elétrico nacional (RMSA-E) elaborado pela DGEG e REN para o período 2017-2030. Com os resultados deste relatório, de seguida foi feita um estudo dos dados obtidos na página de internet da REN, com vista a fazer uma comparação dos deste relatório para criar bases para comparar com os resultados que foram obtidos através de uma análise aos dados previamente tratados com origem na página de internet da REN.

Para a análise de segurança desta tese foram tidos em conta vários fatores, a evolução dos consumos registados nos últimos anos e a taxa de crescimento médio anual (tcma) presente nos relatórios de

segurança do sistema elétrico português e a taxa de crescimento anual calculada. Bem como os indicadores determinísticos de segurança de abastecimento. Para esta dissertação foram utilizados os índices de cobertura de ponta, a margem de reserva e a margem de reserva mínima necessária. O índice de cobertura (IC) é definido como a relação entre a potência e a ponta dos consumos, em situações críticas para a operação do sistema electroprodutor;

$$IC = \frac{Potência\ disponível_{[MW]}}{Ponta\ máxima\ de\ consumo_{[MW]}}$$

$$Potência\ disponível_{[MW]} = Potência\ instalada\ líquida - reserva\ mínima\ necessária$$

A reserva mínima necessária representa uma estimativa determinística de eventuais situações críticas para a operação. No caso do sistema português, a sua definição tem considerado a ocorrência simultânea de:

- agravamento da ponta dos consumos por efeito de temperatura (probabilidade de não excedência de 95%), do lado da procura,
- indisponibilidade da capacidade hídrica, resultado da ocorrência de regime seco,
- indisponibilidade da capacidade eólica (com uma probabilidade de não excedência de 95%),
- contribuição reduzida da restante capacidade em Produção em Regime Especial;
- falha do maior grupo térmico,
- falha do maior grupo hídrico, do lado da oferta.

O principal indicador para avaliar o nível de segurança de um sistema electroprodutor na vertente *Adequacy* é o Índice de Cobertura Probabilística da Ponta (ICP). O ICP avalia a adequação da potência total do sistema para cobrir a ponta máxima de procura de eletricidade. Sendo um dado probabilístico é usado a probabilidade de excedência de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos), estas duas probabilidades não devem ser inferiores a 1 para garantir a segurança do abastecimento. Um indicador determinístico deste tipo revela-se suficiente para avaliar os níveis de garantia de abastecimento de energia elétrica em sistemas mistos hidro-termoeléctricos (Martins, Cabral, Vilela, & Santos, 2011).

4. Análise da potência instalada e consumos

4.1 Produção regime ordinário

No final de 2017 ainda existiam em funcionamento em Portugal duas centrais termoelétricas com queima de carvão para produção de energia elétrica, a central termoelétrica de Sines propriedade da EDP que é a mais antiga, com entrada em funcionamento em 1985 e a central termoelétrica do Pego propriedade conjunta entre a Tejo Energia e a Trustenergy. Apesar dos seus elevados impactos ambientais estas centrais são responsáveis por grande parte da produção de energia para consumo.

Quanto as centrais a gás natural, existem no país 4 centrais, tendo a EDP a licença de exploração de duas delas, a central a gás natural de Lares e a central a gás natural do Ribatejo. A central do Pego C.C. é a mais recente neste conjunto de centrais térmicas base com entrada em funcionamento em 2010, sendo propriedade conjunta entre a Tejo Energia e a Trustenergy. Por fim a central de produção da Tapada do Outeiro que pertencente somente à Trustenergy é a mais antiga em funcionamento, entrou em funcionamento em 1998. Atualmente está previsto o descomissionamento de 3 centrais, a central termoelétrica a carvão do Pego em 2021, a central a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024 e a central termoelétrica a carvão de Sines em 2025, quanto às outras centrais térmicas base a gás natural ainda não existem previsões de descomissionamento num futuro próximo. Na tabela 4-1 estão representados todas as centrais térmicas em funcionamento no país.

Tabela 4-1 - Centrais Termoelétricas em funcionamento

Produtores em Regime Ordinário ligados à Rede Nacional - Centrais Termoelétricas					
Centrais	Localização	Ano entrada em serviço	Potência instalada [MW]	Combustível	
Tapada do Outeiro	Gondomar	1998	990	Gás natural	
Lares	Figueira da Foz	2009	826	Gás natural	
Pego	Abrantes	1993	576	Carvão	
Pego C.C.	Abrantes	2010	837	Gás natural	
Ribatejo	Alenquer	2003	1176	Gás natural	
Sines	Sines	1985	1180	Carvão	
Total			5585		

Fonte (REN, 2018)

Outra parte das PRO, o aproveitamento hidroelétrico através de grandes centrais concentra grande parte do seu potencial no norte e centro do país. Atualmente em Portugal tem-se **7 205 MW** de potência instalada. Na tabela 4-2 é apresentada uma listagem das centrais hidroelétricas de Portugal.

Tabela 4-2 - Centrais hidroeléctricas em funcionamento

Descrição	Pot. Max [MW]	Ano de licenciamento
Central Hidroelétrica da Agueira	336	2014
Central Hidroelétrica do Alto Lindoso	630	2007
Central Hidroelétrica do Alqueva	508	2016
Central Hidroelétrica do Alto Rabagão	68	2007
Central Hidroelétrica de Baixo Sabor Jusante (Qta.Portela)	36	2015
Central Hidroelétrica de Baixo Sabor Montante	153	2016
Central Hidroelétrica de Belver	81	2007
Central Hidroelétrica da Bemposta	240	2007
Central Hidroelétrica da Bemposta	240	2014
Central Hidroelétrica da Bemposta II	191	2011
Central Hidroelétrica da Bemposta II	191	2012
Central Hidroelétrica da Bouça	44	2007
Central Hidroelétrica do Cabril	108	2007
Central Hidroelétrica do Caldeirão	40	2007
Central Hidroelétrica da Caniçada	62	2007
Central Hidroelétrica do Carrapatelo	201	2007
Central Hidroelétrica de Castelo de Bode	159	2007
Central Hidroelétrica de Crestuma	117	2007
Central Hidroelétrica do Desterro	13	2007
Central Hidroelétrica de Foz Tua	261	2017
Central Hidroelétrica de Frades	191	2007
Central Hidroelétrica de Frades II	780	2017
Central Hidroelétrica do Fratel	132	2007
Central Hidroelétrica de Miranda	180	2014

Central Hidroelétrica de Miranda II	189	2014
Central Hidroelétrica de Paradela	54	2007
Central Hidroelétrica do Picote	195	2007
Central Hidroelétrica do Picote II	245	2012
Central Hidroelétrica de Ponte Jugais	20	2007
Central Hidroelétrica do Pocinho	186	2007
Central Hidroelétrica da Paracana	41	2007
Central Hidroelétrica da Raiva	24	2014
Central Hidroelétrica da Régua	180	2007
Central Hidroelétrica de Ribeiradio	75	2015
Central Hidroelétrica do Sabugueiro I	13	2007
Central Hidroelétrica de Salamonde	42	2007
Central Hidroelétrica de Salamonde II	220	2015
Central Hidroelétrica de Santa Luzia	24	2007
Central Hidroelétrica do Tabuaço	58	2007
Central Hidroelétrica de Terragido	11	2017
Central Hidroelétrica do Torrão	140	2007
Central Hidroelétrica do Touvedo	22	2007
Central Hidroelétrica da Valeira	240	2007
Central Hidroelétrica da Varosa	25	2007
Central Hidroelétrica de Vila Cova	23	2007
Central Hidroelétrica de Vilarinho das Furnas	125	2007
Central Hidroelétrica de Venda Nova	90	2007
Total	7205	

Fonte (REN, 2018)

4.2 Produção em regime especial

A energia eólica é a fonte de energia renovável com mais potência instalada no país e também a fonte de energia com uma das maiores taxas de crescimento, desde 2007 que a potência instalada cresceu 123%, passando de 2 388 MW para os atuais **5 333 MW** de potência instalada (Energias endógenas de Portugal, 2017). Os custos associados à instalação de sistemas eólicos são muito variáveis, dependendo do tipo de instalação e tecnologia associada. Para Portugal, o investimento unitário varia entre 1000 €/kW e 1500 €/kW, sendo o investimento unitário médio na ordem dos 1297 €/kW, com os custos de O&M a rondarem os valores médios entre 1% e 2%. De acordo com a legislação, cada unidade de energia injetada na rede proveniente de fontes eólicas é paga com um valor que se situa entre 70-80 €/MWh, por um período máximo de 15 anos (Castro, 2011).

A biomassa ainda é uma fonte com muito potencial por desenvolver, na atualidade existem no país **580 MW** de potência instalada em centrais de biomassa (DGEG, 2017). A aposta em novas centrais de biomassa abrandou a partir do ano 2010, muito devido à crise económica que assolou o país e as restrições a novas obras e financiamentos. O país ainda atravessa grandes dificuldades para um aproveitamento ideal de todo o potencial da biomassa própria.

No panorama atual das energias renováveis, a eletricidade solar fotovoltaica assume particular relevo, sendo Portugal um país com uma elevada exposição solar, a aposta em produção de energia através de produção fotovoltaica é ainda muito escassa quando comparado com todo o seu potencial total, apesar de ser a fonte de energia com maior taxa de crescimento desde 2007, passando de 12 MW de potência instalada para os **481 MW** atuais (DGEG, 2017).

As Centrais Mini-Hídricas estão entre os recursos renováveis com mais potência instalada, este tipo de centrais tem a particularidade de cada central apresentar as suas próprias características, tanto na vertente técnica como na vertente da envolvente e do próprio recurso. Devido aos grandes rios já estarem sobrecarregados com grandes centrais hidroelétricas, as centrais mini-hídricas podem ajudar a impulsionar ou complementar o aumento de produção de energia, atualmente existem **664 MW** de potência instaladas em pequenas centrais hídricas (DGEG, 2017).

Atualmente com **90 MW** de potência instalada com recurso ao uso de biogás para produção de energia elétrica (DGEG, 2017). Há três maneiras de usar a biomassa como fonte de energia; combustão direta, gaseificação e decomposição da matéria orgânica, as áreas potenciais principais de produção de Energia do Biogás são as do setor agropecuário, da indústria agroalimentar, das ETARs municipais e dos resíduos sólidos urbanos, sendo que as empresas têm de seguir alguns critérios para realizar esta fabricação com o menor impacto ambiental possível nas áreas envolvidas. Tendo em mente que a geração de energia através do biogás é importante para os avanços do setor energético, continuar com os estudos e avaliações possibilitam que a estrutura seja relevante e eficiente, conseguindo o progresso necessário para a expansão deste recurso sustentável.

O aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU) para produção de energia, tem como objetivo abrandar o crescimento económico dos impactes ambientais relacionados com a produção de resíduos, promovendo a eficiência da utilização de recursos naturais na economia. Com estas centrais, é possível beneficiar progressivamente o país com instrumentos de planeamento, quer sectoriais, quer nacionais, no domínio da gestão dos resíduos. Procurando também garantir que a produção, a recolha e transporte, o armazenamento preliminar e o tratamento de resíduos sejam realizados recorrendo a processos ou métodos que não sejam capazes de gerar efeitos adversos sobre o ambiente. Existem atualmente **90 MW** de potência instalada deste tipo de centrais (DGEG, 2017).

Uma das menos exploradas fontes de energia em Portugal é a energia geotérmica, apesar de ser praticamente inesgotável não é possível ou viável a sua extração em qualquer lugar. Com **33 MW** de potência instalada, esta fonte de energia apenas está instalada na ilha de São Miguel, Açores devido à sua localização na fronteira de placas tectónicas (DGEG, 2017). Uma vez que a rede elétrica deste arquipélago é toda autónoma, não se encontrando ligado à rede europeia de eletricidade, estas centrais assumem um papel fundamental no desenvolvimento de toda a região.

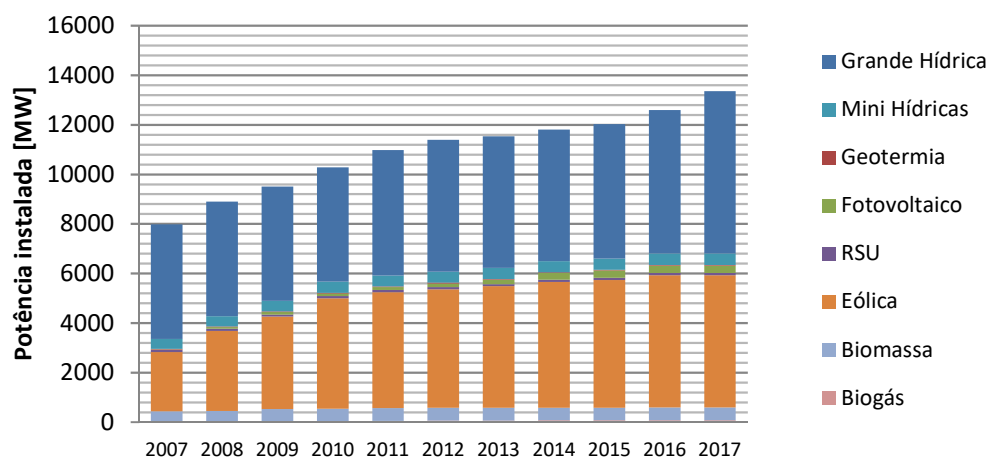
Na tabela 4-3, estão representadas o total das potências instaladas PRE por fonte.

Tabela 4-3 - Produção em regime especial instalada por fonte

Produtores em regime especial ligados à Rede Nacional	
Fonte	Potência instalada [MW]
Eólica	5333
Biomassa	580
Fotovoltaica	481
Mini-hídricas	664
Biogás	90
RSU	90
Geotérmica	33

fonte (Energias endógenas de Portugal, 2017; DGEG, 2017)

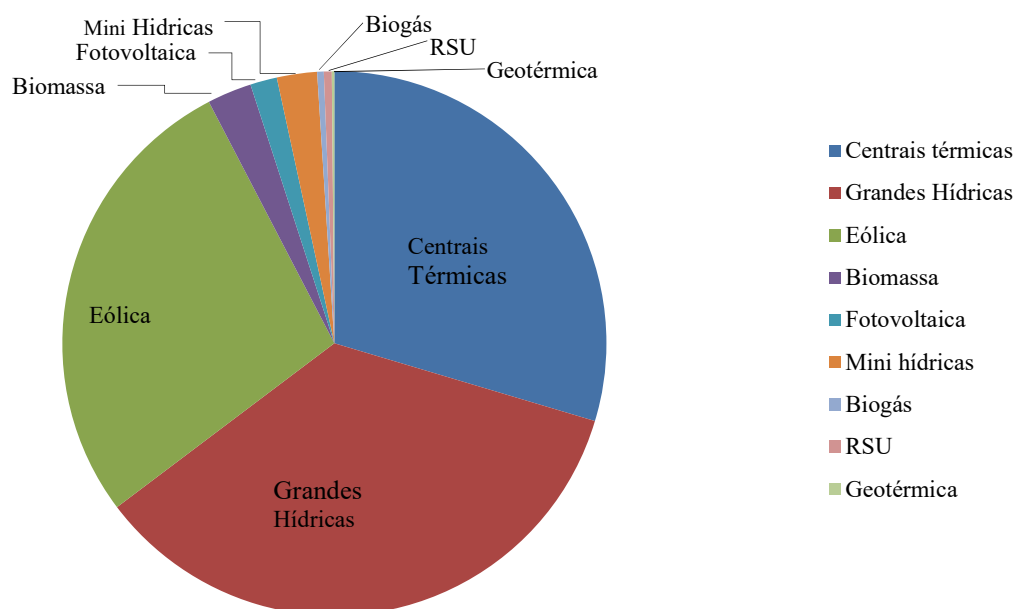
O reforço da aposta em energias renováveis assenta num plano elaborado pela Estratégia Nacional de Energia (Assembleia da República, 2010). Em relação as energias renováveis tendo como ponto de partida o ano de 2007 é necessário salientar que têm de ter um papel essencial e uma aposta sustentada de aumento de potência em fontes renováveis não hídricas, como também é necessária uma maior aposta na eficiência para suplantar as fontes de energia fósseis e assim atingir a participação de 27% na produção de energia e 40% da potência instalada de origem renovável (DGEG, 2018).



Fonte (DGEG, 2017; Energias endógenas de Portugal, 2017)

Figura 4-1 - Potência Renovável instalada MW

Com a tendência para o aumento das fontes de energia renováveis, a energia eólica tem sido a fonte com maior crescimento e com um peso mais expressivo no sistema energético, todas as outras ainda ficam muito aquém em termos de potência instalada, como se pode observar na figura 4-2, que ilustra o peso das fontes de energia no sistema energético português.

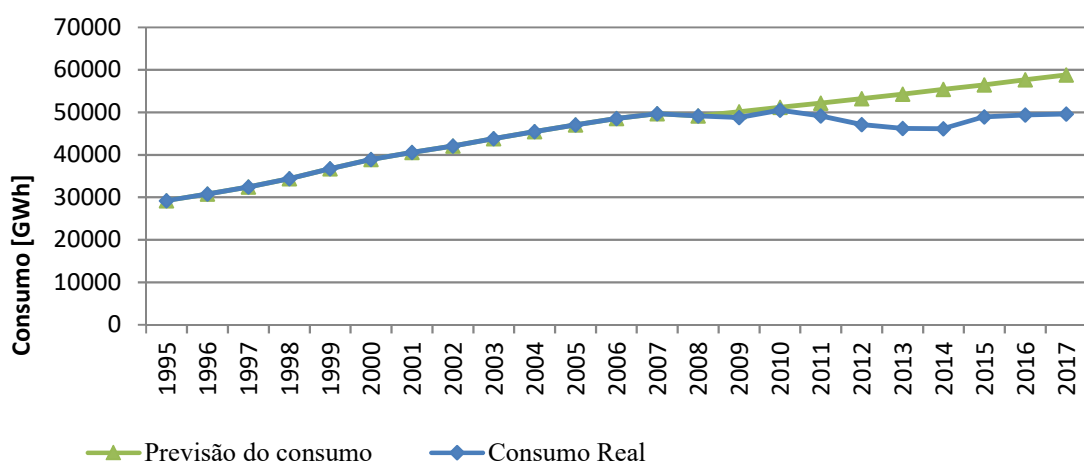


Fonte (DGEG, 2017; Energias endógenas de Portugal, 2017)

Figura 4-2 - Divisão da potência instalada por fonte [MW]

4.3 Evolução dos consumos em Portugal

Em 2008 é apresentado o Relatório de monitorização de segurança do sistema do abastecimento do sistema elétrico nacional que apresenta uma análise de segurança e monitorização das condições necessárias à sua manutenção para o horizonte 2009-2020. Este relatório tinha como fim apresentar uma perspetiva de evolução do SEN, em Portugal Continental, tendo em vista a segurança de abastecimento e os requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados para o horizonte previsto, o cenário de evolução do sistema electroprodutor previa um crescimento do consumo e uma taxa de crescimento médio anual (tcma) de 2% no período 2009-2020 (DGEG, REN, 2008). Como podemos ver na figura 4-3 o crescimento constante de 2% previa um consumo acima de 58 000 GWh no final do ano de 2017.



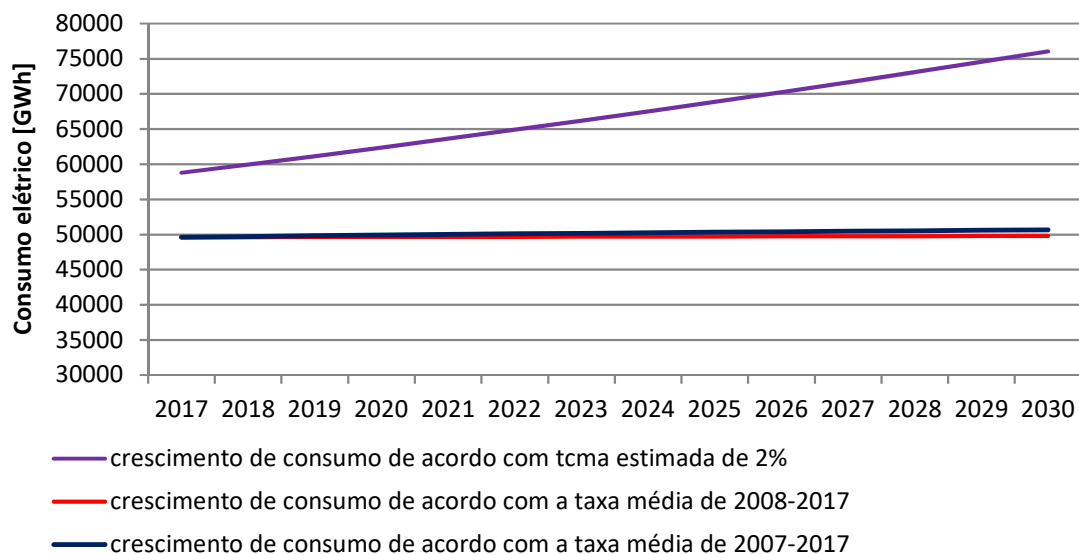
Fonte (DGEG, 2015; REN, 2018)

Figura 4-3 Previsão do consumo energia elétrica 1996-2017 vs. Consumo energia elétrica real

As previsões tiveram em conta as médias dos anos anteriores, mas não tiveram em consideração a tendência de redução registada quer no balanço de energia quer nos consumos finais de energia elétrica nos anos anteriores. A diferença entre o estimado e o real é bastante significativa, sendo que em 2017 a diferença é superior a 9 000 GWh nos consumos estimados e real. Esta diferença é derivada da falta de um ajuste constante e provocou excessos de planeamento fazendo com que as previsões tenham sido feitas muito por alto em relação aos valores reais registados.

Quanto à média da taxa de crescimento anual no período 2007-2017 o valor real foi calculado em 0,24% contra os 3,24% dos valores estimados em 2008 da tcma do relatório de segurança (DGEG, REN, 2008), já para o período de 2008-2017 a média da taxa de crescimento anual foi calculada em 0,03%, o que indica uma estagnação dos consumos elétricos neste período.

A figura 4-4 apresenta uma previsão das taxas de crescimento dos consumos elétricos contrapondo a tcma do relatório de segurança com as médias da taxa de crescimento anual para os períodos 2007-2017 e 2008-2017.



Fonte (DGEG, 2015; REN, 2018)

Figura 4-4 - Previsão de crescimento dos consumos para o período 2017-2030

Esta previsão tem em conta a evolução anterior, por isso apesar de no período 2017-2030 a tcma estimada ser de 2%, quando se engloba o restante período em análise no ano de 2030 vamos ter uma tcma de 3,18% com base nos dados previstos no relatório de segurança. Com base nos dados analisados, esta estimativa parece ter valores de crescimento excessivos, tendo em conta a tendência de estagnação de consumos prevista em comparação com as média da taxa de crescimento anual estudadas, o relatório de segurança apresentava uma previsão de consumos elétricos com valores acima dos 76 000 GWh, sendo que as diferenças de previsões para o modelo de estagnação ultrapassam os 25 000 GWh, que representam um aumento de mais de metade dos consumos registados no ano de 2017 não fazendo muito sentido perante as ultimas evoluções. Desde o ano 1995 que o valor máximo da tcma foi 5,8% no ano de 1999, desde então que a taxa de crescimento apresenta uma tendência estritamente decrescente, não havendo nenhum sinal na evolução de consumos nem na economia portuguesa que fizesse estabelecer uma previsão de aumento de 2% a partir do ano 2008.

No ultimo relatório de segurança elaborado pela DGEG já se prevê aumentos de consumos muito mais baixos, sendo que nos cenários abordados os consumos prevêem-se aumentar entre 0,2% e 0,8% (DGEG, 2016) valores já mais de acordo com as ultimas tendências de evolução de consumos elétricos do sistema.

5. Análise da disponibilidade vs consumo 2014-2017

5.1 Análise de disponibilidade de potência

A evolução das potências já foi abordada em capítulos anteriores, a figura 5-1 ilustra a evolução por fonte da potência instalada para o período de estudo.

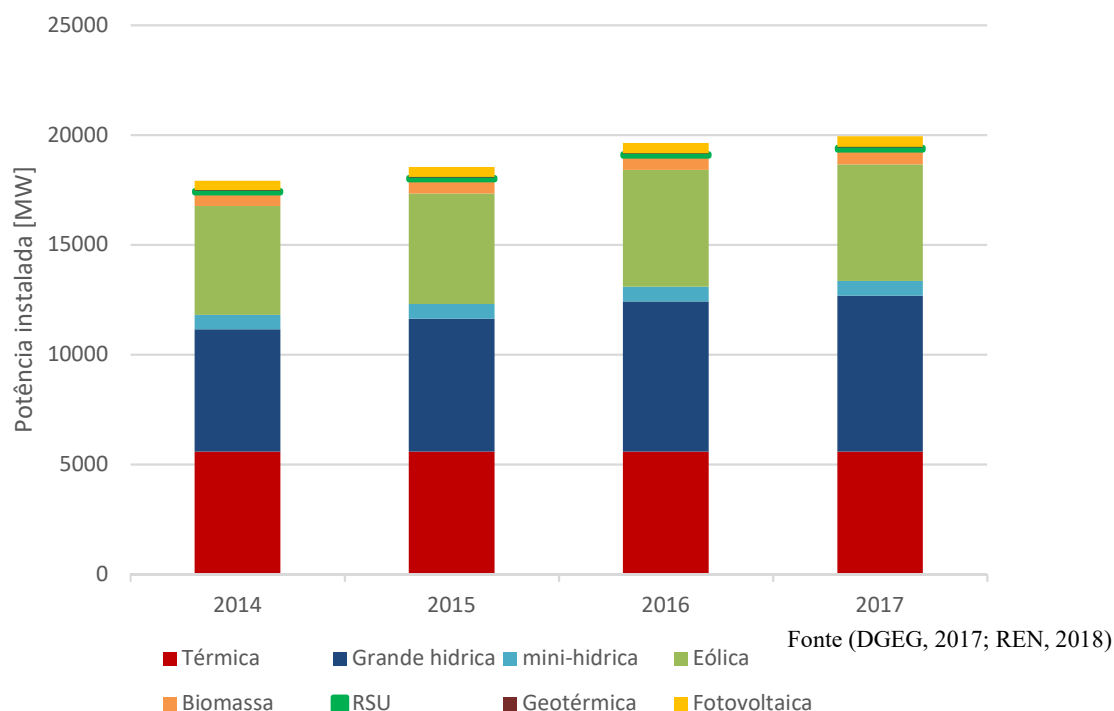


Figura 5-1 - Evolução de potência instalada por fonte 2014-2017

Neste período a evolução da potência instalada total registou um aumento de 11% no final de 2017 comparando com o ano de 2014, este aumento de potência foi conseguido com aumento de potência instalada de fontes renováveis visto as centrais térmicas não terem sofrido alteração à potência instalada. A fonte de energia que mais cresceu em potência instalada neste período foi a grande hídrica com uma evolução de 27%, fruto das entradas em serviço da central hidroelétrica de Foz Tua e Venda Nova III em 2017. Já a potência eólica teve um crescimento de 7% na potência instalada neste período, as outras fontes renováveis tiveram um crescimento residual comparado com as potências das fontes principais de energia: Biomassa (8%), RSU (3%), biogás (11%), geotérmica (14%) e fotovoltaica (15%).

Na figura 5-2 está representado o diagrama de potências do sistema elétrico português para o período 2014-2017, nele se pode verificar o total da potência instalada, a indisponibilidade média, a disponibilidade mínima e a disponibilidade perante a ponta máxima de consumo e a potência média, com escala semanal.

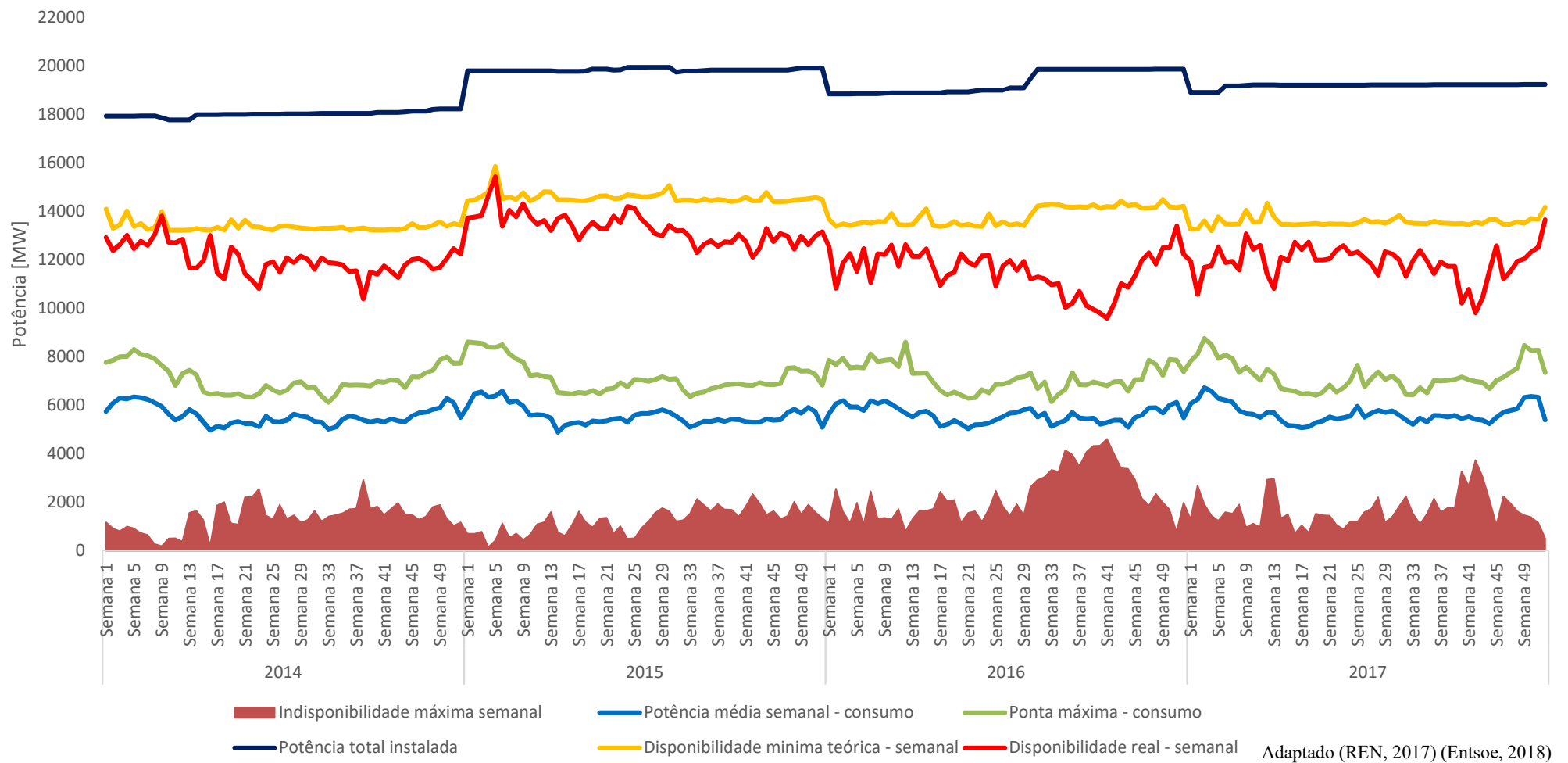


Figura 5-2 - Diagrama de potências do sistema elétrico português, 2014-2017

Para este período de análise, o crescimento das pontas máximas de consumo registou aumentos médios anuais de apenas 2% ao longo dos anos de estudo, sendo que no final do ano de 2017 a ponta máxima registou um aumento de 4,8% comparando com a ponta máxima de 2014, em contrapartida neste mesmo período a potência total instalada no final de 2017 registava um aumento de 11%, mais do dobro do aumento da ponta máxima de consumo.

Esta disparidade entre aumento das pontas máximas e potência instalada levou a que as margens de reserva do sistema tenham apresentado uma elevada capacidade de cobrir a ponta máxima de consumo apresentando uma elevada excedência. Estes valores de reserva de excedência oscilaram entre o valor mínimo obtido na semana de 29 de janeiro a 4 de fevereiro de 2014 com 94%, semana da ponta máxima do ano de 2014 e também foi registado na semana da ponta máxima de 2017, de 21 a 28 de janeiro, sendo que o valor máximo de margem de reserva foi de 190% na semana de 13 a 19 de agosto de 2016, quase triplicando a ponta máxima registada.

Esta disparidade é perfeitamente visível na diferença entre a ponta máxima de consumo e a disponibilidade real do sistema em cada semana. Que apresentou sempre valores elevados de disponibilidade mínimo, o elevado número de centrais hidroelétricas faz com que em tempos de menor caudal de água sejam postos em repouso os grupos hidroelétricos por falta de produtividade, não esquecendo que dos quatro anos de estudo, dois desses anos foram considerados anos de seca elevada, sendo que o ano de 2017 foi considerado de seca extrema com repercussões óbvias na potência hídrica fornecida ao sistema elétrico português.

Estas secas registadas durante o período de estudo também influenciaram as indisponibilidades, como os grupos analisados das fontes térmicas são em muito menor número que os grupos hidroelétricos é normal que em período de menor afluência ou caudal de água presente nas albufeiras, os grupos hidroelétricos tenham paragens programadas criando assim uma indisponibilidade que poderá fazer com que seja necessário um reforço de potência através das centrais térmicas. Neste período de análise, o ano de 2016 foi o ano que apresentou não só o pico máximo de indisponibilidade média semanal, registado em 4058 MW na semana de 8 a 14 de outubro, como também foi o que apresentou uma maior indisponibilidade total quando comparado com os outros anos.

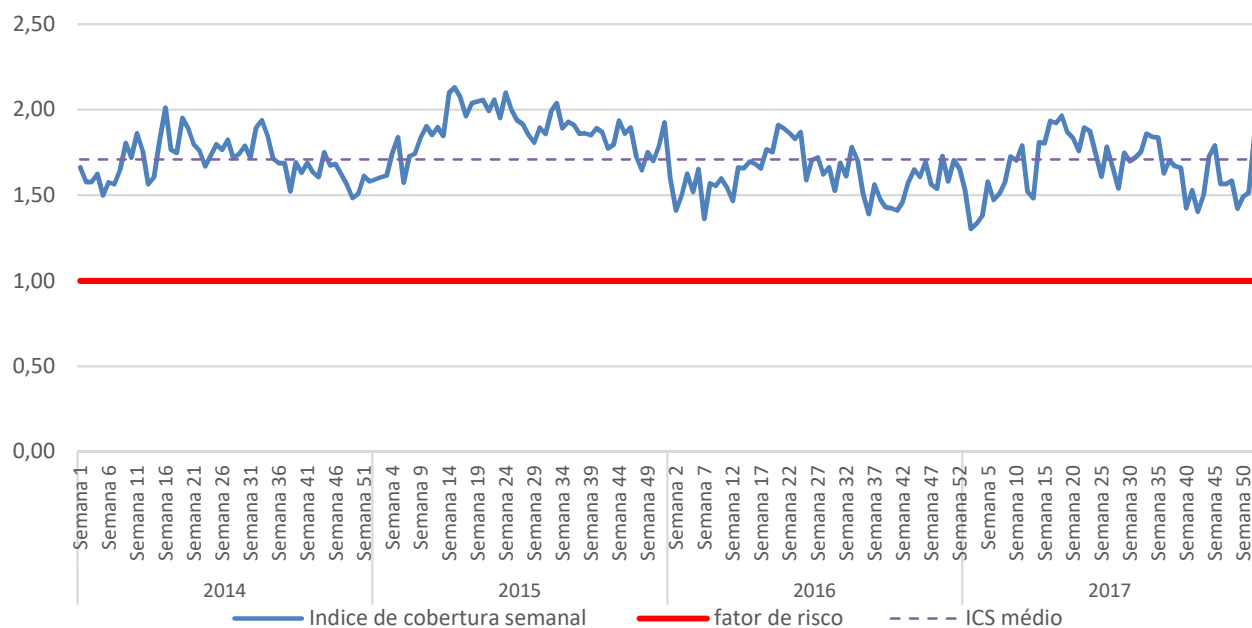
Nesta semana de pico máximo, as indisponibilidades médias representaram 77% do valor da potência média, com valor registado de 5 296 MW e 60% da ponta máxima de consumo, com um valor registado de 6 802 MW nessa mesma semana. A disponibilidade foi calculada em 49% um valor que apesar de mostrar uma margem de excedência de quase metade da ponta máxima de consumo acaba por ser um valor baixo tendo em conta o valor da disponibilidade mínima garantida nessa semana, calculado em 109% ou o da margem de reserva com valor de 163%.

Esta análise de indisponibilidades é complementada no capítulo da Análise de tempo parado das centrais.

É de salientar também que as indisponibilidades máximas registadas semanalmente, foram bastante elevadas no ano de 2016, no período em que o país começou a apresentar os primeiros sinais de seca após meses com precipitação elevada, sendo que tanto as centrais de albufeira como de fios de água apresentaram quebras conjuntas, com as albufeiras a conseguirem ainda aguentar devido às precipitações elevadas dos primeiros meses do ano. Com o agravamento da seca no país no ano de 2017, fez com que as centrais de albufeira tenham tido dificuldades para atingir a cota mínima para funcionamento, fazendo com que as centrais de fio de água tenham sido o grande impulsionador da energia hídrica do país neste ano apesar dos elevados impactos da seca neste sector.

O principal indicador usado para avaliar o nível de segurança, é o índice de cobertura de ponta probabilístico (ICP), pertencente ao sistema *adequacy* avalia a capacidade que o sistema electroprodutor tem para cobrir a ponta máxima de procura de eletricidade. Sendo este índice uma avaliação probabilística com características de uma distribuição normal, é utilizada a probabilidade de excedência de 95% e 99%, os valores obtidos não devem ser inferiores a 1 para garantir a segurança de abastecimento, sendo este o valor utilizado nos relatórios de segurança de abastecimento((DGEG, 2016)). Com base nestes dados, foram feitas as avaliações de segurança do sistema semanais para cada período de 15 minutos, da capacidade para cobrir a ponta máxima de procura de eletricidade ao longo de cada ano de análise. Como ponto diferenciador em relação ao ICP, foi utilizado o ICS, Índice de cobertura de ponta semanal.

Para a análise de segurança na vertente *Adequacy*, foi feito a análise do ICS para este período, estando representado na Figura 5-3 – Índice de cobertura semanal, para o período 2014-2017.



Adaptado (REN, 2017) (Entsoe, 2018)

Figura 5-3 – Índice de cobertura semanal, para o período 2014-2017

Neste gráfico também está apresentado a tracejado o valor médio de ICS deste período, calculado em 1,71, sendo que este fator de segurança apresentou na maioria das semanas valores acima de 1,50 atingindo o valor máximo na semana 15 de 2015 com 2,13.

Através da leitura do gráfico também é possível verificar que os valores apresentados por este fator de segurança garantem que o sistema apresentou níveis de segurança elevados para salvaguardar o abastecimento do sistema elétrico, como tal, face à evolução prevista dos consumos e de pontas máximas não se preveem razões para alarmes na segurança do sistema elétrico. Estes resultados são ainda mais fortalecidos com os valores de ICS médio de 1,71 e ICS máximo de 2,13.

Sendo 1 o valor limite da segurança de abastecimento do sistema, os valores registados apresentaram sempre uma folga elevada. O valor mais próximo do limite de segurança que o ICS do sistema elétrico apresentou foi registado na semana 2 do ano de 2017 com o valor de 1,30, valor obtido em ano de seca severa, sendo que ainda é uma folga considerável para a segurança de abastecimento do sistema elétrico.

Em relação às disponibilidades, a margem de excedência de disponibilidade mínima perante a ponta máxima de consumo tem o valor mínimo de 55% na semana de 22 a 28 de janeiro de 2017, enquanto que a margem de excedência da disponibilidade registou o valor mínimo na semana de 15 a 21 de janeiro do mesmo ano. Estes dois valores são justificados perante semanas com pontas máximas elevadas, de 8 754 MW na semana de 15 a 21 de janeiro, a semana da ponta máxima anual, e de 8509 MW na semana de 22 a 28 de janeiro.

De acordo com as análises das disponibilidades mínima real e o ICS estudado para cada semana deste período de estudo, é seguro afirmar que o sistema elétrico português apresenta neste momento uma capacidade excedentária considerável de potência instalada para cobrir as pontas máximas de consumo garantindo a segurança de abastecimento do sistema elétrico português para este período.

Perante a evolução da potência instalada nos diversos setores, era de esperar que a aposta no crescimento da energia hidroelétrica fosse representada de igual forma nos consumos de energia no período de análise, mas tal não aconteceu. Na Figura 5-4 – Produção por fonte e consumo elétrico referido à produção 2014-2017, é possível observar o peso das centrais térmicas base no consumo de energia elétrica em Portugal, neste período as centrais térmicas base foram as grandes impulsionadoras do fornecimento de energia elétrica representando 50% da energia total consumida contra os 23% da energia hidroelétrica e 22% da energia eólica e somente 1% da energia fotovoltaica, tendo os restantes 3% pertencido a energia elétrica importada. Apesar destes valores e tendo em conta que em anos de seca o peso das importações de energia foi bastante significativo para cobrir a necessidade de consumo do sistema elétrico português, derivado da resposta da energia hidroelétrica ter diminuído e tanto a energia térmica e a energia eólica não terem capacidade de fornecer toda a energia necessária para cobrir o consumo elétrico durante o período de análise o saldo importador registou um consumo

negativo de 4% no período de estudo, quer isto dizer que houve uma mais valia de 4% de exportação de energia em relação à importação.

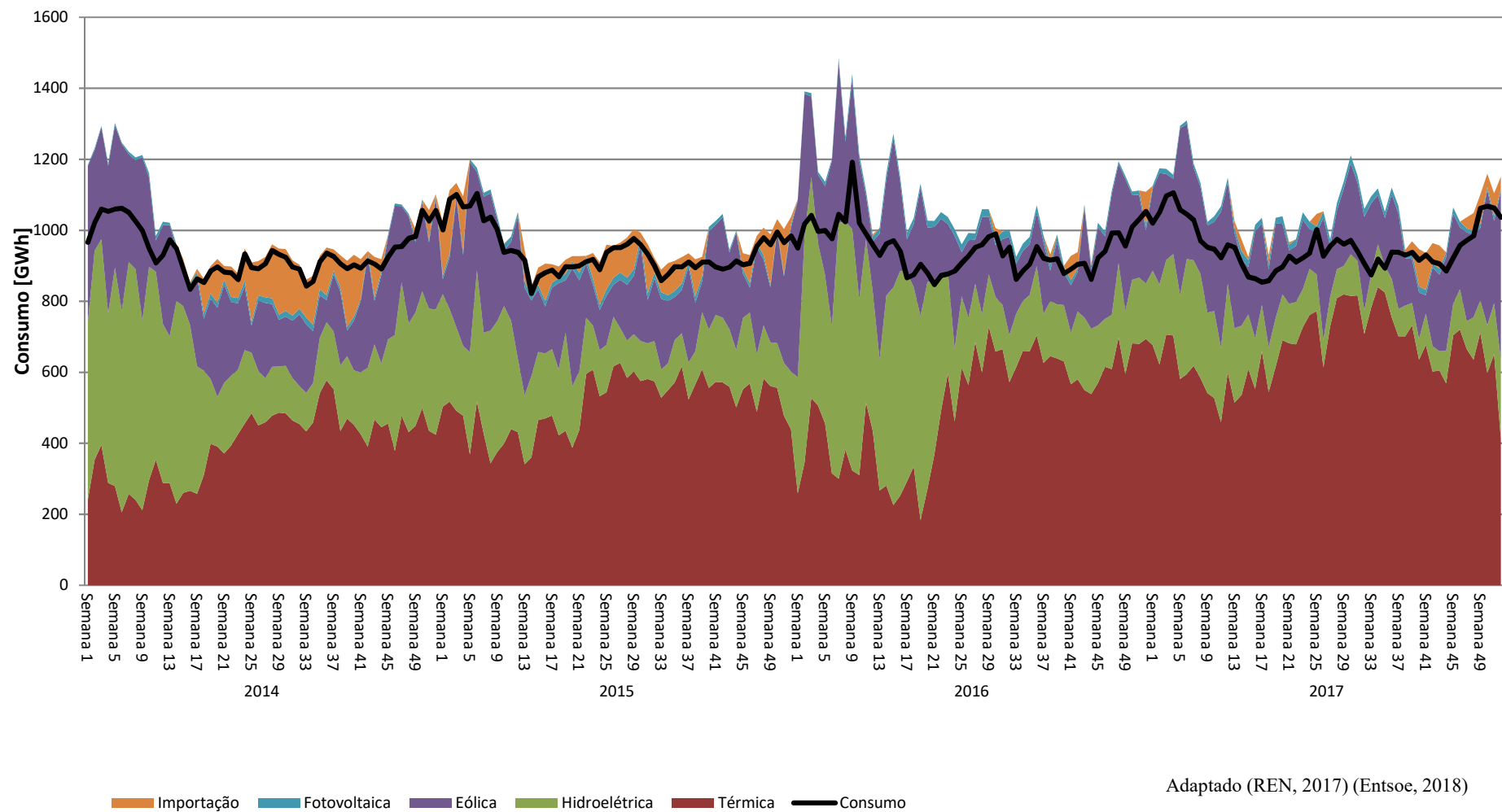


Figura 5-4 – Produção por fonte e consumo elétrico referido à produção 2014-2017

5.1.1 Quatro dias só com energias renováveis

Em maio de 2016, foi atingido um marco no consumo elétrico português, durante quatro dias consecutivos o consumo interno de eletricidade do país foi assegurado apenas por energias renováveis. Desde o dia 7 de maio de 2016 as 6h45 até as 17h45 do dia 11 de maio, o país funcionou 107 horas seguidas exclusivamente com recurso a fontes de energia renovável.

Passando para a análise do diagrama de carga dos dias em questão representado na figura 5-5, pode-se ver que no período assinalado houve realmente largos períodos onde realmente não houve fornecimento de energia com recurso a combustíveis fósseis. Neste período a energia eólica e a energia hidroelétrica tiveram uma expressão mais que suficiente para cobrir as necessidades da potência de consumo, sendo ambas bem complementadas pelas restantes fontes PRE. Foram 4 dias muito proveitosos das fontes renováveis do sistema energético português. No período indicado há um ligeiro pico de potência de valor muito baixo entre as 13:45 até as 15:00 de dia 7 de maio de gás natural, e a partir das 7h00 do dia 9 as centrais térmicas a carvão começam a carregar o diagrama de carga. Apesar de podermos dizer não tivemos 107 horas sem energias fósseis, se eliminarmos as centrais térmicas base do mapa de potências, tanto a energia eólica como a energia hidroelétrica tiveram um aproveitamento muito bom complementadas pelas PRE térmicas, sendo perfeitamente capazes em conjunto de cobrir as potências consumidas e ainda criando algum excedente para exportar.

Para este período é aceitável considerar que as centrais térmicas base postas em funcionamento tenham sido usadas por questões financeiras para exportação de energia para Espanha ao abrigo do protocolo comunitário, devido ao excesso de potência gerado neste período ser sempre superior à potência fornecida pelas centrais térmicas base a carvão e gás natural.

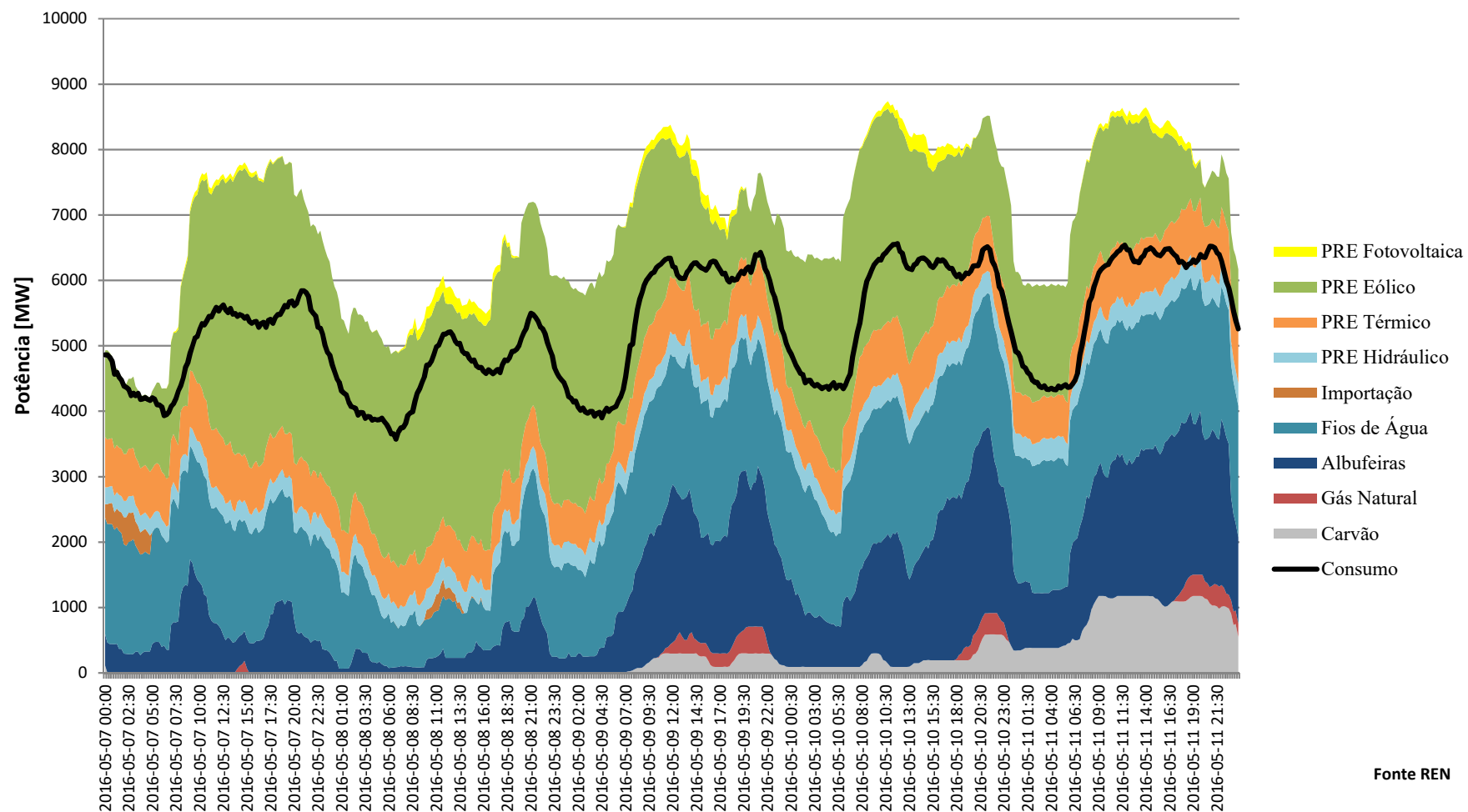


Figura 5-5 - Diagrama de Carga - 7 a 11 de Maio 2016

5.2 Análise da hidraulicidade

O período em análise teve situações climáticas diversas o que permitiu o estudo do sistema elétrico português perante as várias características de cada ano.

- O ano 2014, caracterizou-se por valores da temperatura média do ar e da precipitação superiores ao valor médio (IPMA, 2014).
- O ano 2015 foi caracterizado como extremamente seco e muito quente (IPMA, 2015).
- O ano 2016 foi classificado como um ano quente com precipitação total anual superior ao valor normal (IPMA, 2016).
- O ano de 2017 classificou-se como extremamente quente e seco, havendo graves situações de seca severa registadas (IPMA, 2017).

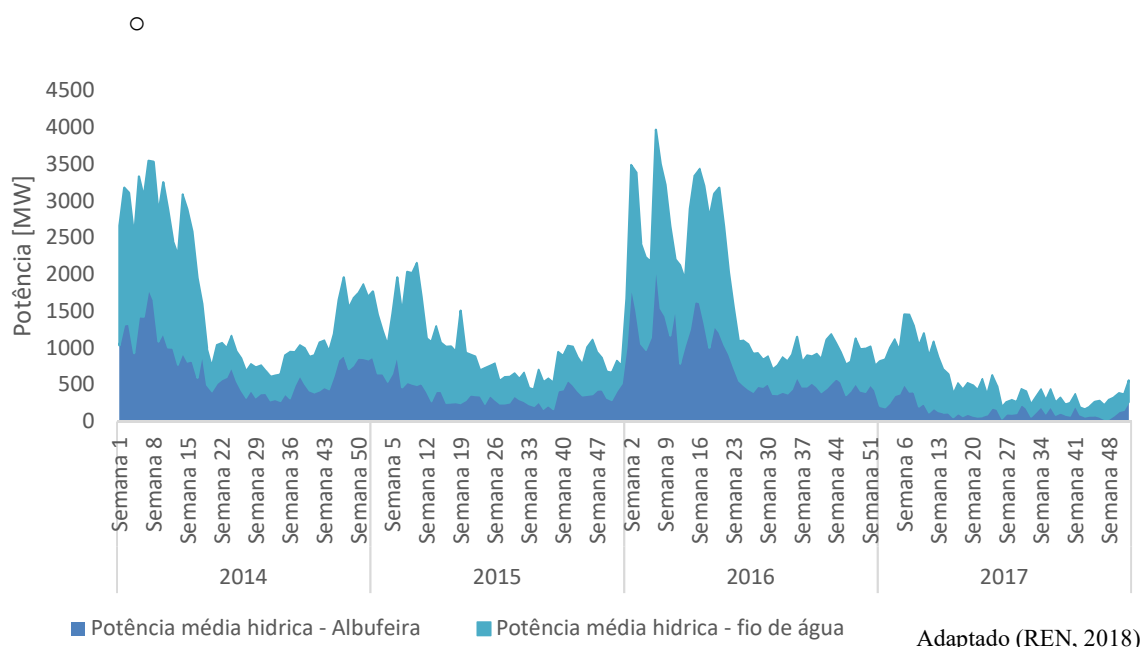


Figura 5-6 - Diagrama de potências médias hídricas, 2014-2017

Nestes quatro anos de estudo, foi possível ver como reage a energia hidroelétrica consoante as características do ano em questão. Para os anos mais chuvosos existe uma resposta bastante positiva, enquanto que em anos com menos precipitação o sistema tem necessariamente de recorrer a fontes térmicas base. De todos os anos de estudo, o pior foi 2017 foi um ano de seca severa, com várias regiões de Portugal a serem muito afetadas pela seca. Os rios Tejo e Douro apesar de não serem dos mais afetados estão sujeitos a complicações e possíveis retenções de águas em Espanha, tendo como exemplos recentes o caso da seca da nascente do douro e os polémicos transvazes do Tejo.

Sendo o rio com maior comprimento da europa com 1007 km de extensão, muito perto da sua nascente, na barragem de Entrepenas é feito o transvase do rio Segura, onde 80% da água é desviada para regadio e abastecimento da região sul de Espanha (Geota, 2015; Quercus, 2013). Toda a

restante extensão em solo espanhol do rio Tejo é feita sobre fortes medidas de utilização e por zonas muito poluídas. Tudo isto influencia o caudal que chega a Portugal, no caso mais grave pode-se enfrentar períodos de seca severa.

A análise da hidraulicidade para este período mostra que em anos de maior precipitação, a folga do sistema relativamente ao armazenamento é mais que suficiente para conseguir suprir qualquer falha que haja no sistema elétrico, sendo que nos anos de maior precipitação foram registados um armazenamento médio de 17 dias, ou seja mais de duas semanas em que a energia armazenada em centrais produtoras hidroelétricas tinha capacidade para fornecer o consumo do sistema elétrico português.

Em contrapartida em anos de menor precipitação ou seca severa, a armazenagem desce para valores considerados críticos perante o armazenamento máximo possível. No final do ano de 2017 devido à seca severa que assolou o país, foi registado um nível de armazenagem de reserva para 10 dias e uma percentagem de energia armazenada de 44% do consumo máximo.

Comparando o melhor e o pior desta análise de estudo, o melhor ano foi sem sombra de dúvida 2016 e o pior foi o ano de 2017. Relativamente a estes anos, para além da quebra de consumo de 56% no ano de 2017 relativamente ao ano de 2016, há também a registar que o pior registo de 2016 em dias de armazenamento foi de 12 dias, quase igual média de dias de armazenamento do ano 2017, que foram 13 dias. Em termos de percentagem do armazenamento máximo, o valor máximo de 2017 nunca atingiu o valor médio de 2016, que foi 72%, sendo o valor máximo de 2017 de 67%.

Observando a Figura 5-8 - Consumo hidroelétrico do sistema elétrico português, 2014-2017, pode-se observar que nos anos de maior seca 2015 e 2017 a energia hidroelétrica teve quebras acentuadas no consumo.

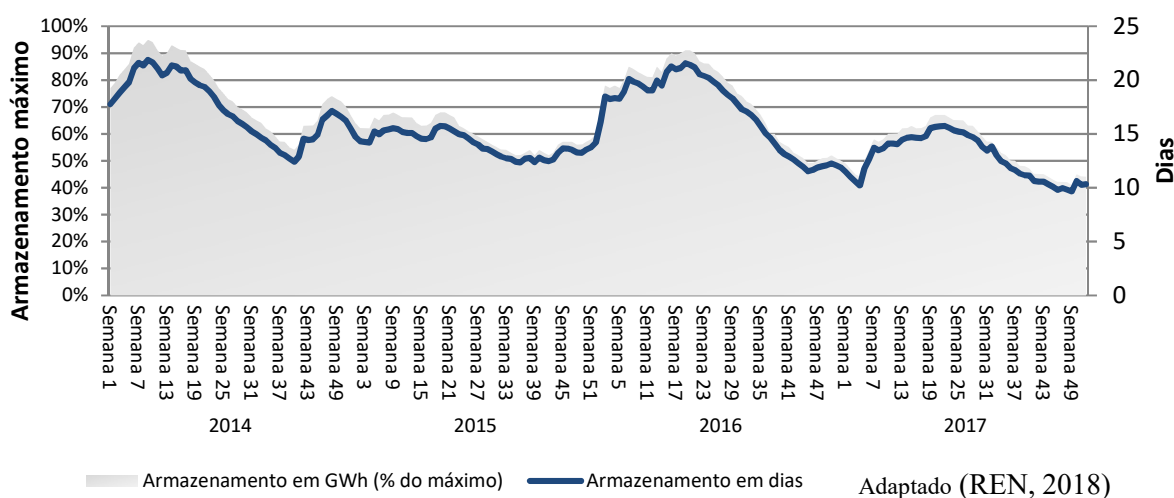


Figura 5-7 - Níveis de armazenamento hidroelétrico 2014-2017

Enquanto que nos anos de maior precipitação a energia hidroelétrica foi responsável por 33% e 34%, nos anos 2014 e 2016 respetivamente do total da energia consumida, nos anos de 2015 e 2017 ficou com valores muito aquém, com 19% e 15% respetivamente do total de energia consumida, como se pode ver na figura 5-8. Perante a evolução de potências instaladas, o aumento de potência da energia hidroelétrica acaba por ser excessivo para os consumos registados, ainda para mais se for comparada com a energia eólica que manteve um valor muito compacto entre 23% e 25% no total da energia consumida nestes quatro anos de estudo com um aumento de potência instalada muito inferior.

Não parece razoável ter uma aposta tão grande para compensar as energias térmicas base numa fonte de energia que apresenta quebras de consumo de 56% de um ano para o outro, quebra registada no consumo entre os anos de 2016 e 2017, ou mesmo de 42% se for comparado a quebra entre 2014 e 2015.

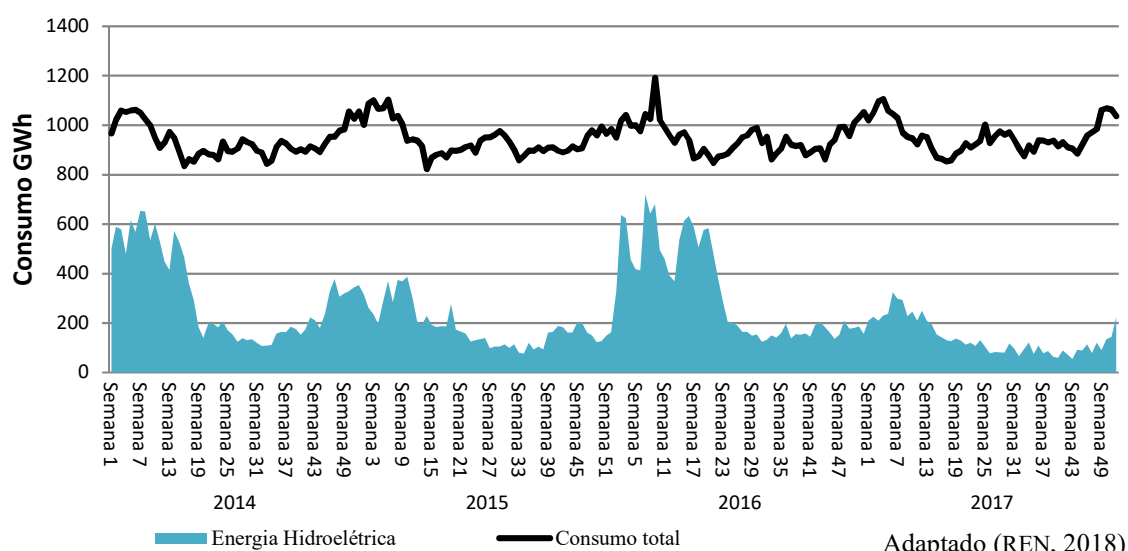


Figura 5-8 - Consumo hidroelétrico do sistema elétrico português, 2014-2017

Em suma, a elevada dependência das condições climáticas e das retenções de água em Espanha faz com que a energia hidroelétrica apresente já uma saturação de potência instalada, muito visível no ano de 2017 onde apesar da entrada de novos grupos em funcionamento de Foz Tua e Venda Nova III os consumos de energia não registaram a melhoria esperada, acabando por ser um ano onde a energia hidroelétrica foi responsável por apenas 15% da energia elétrica consumida e um fator de carga à entrada do ultimo trimestre de 12% em contraste com os 34% no período homologado do ano de 2016 (EDP, 2017).

Em relação aos custos de capital, estes variam com as tecnologias dependendo de muitos fatores, incluindo a qualidade dos recursos renováveis disponíveis nas várias regiões, bem como as intervenções necessárias nas áreas envolventes do projeto. Para projetos concluídos recentemente, os custos médios globais de capital para grandes centrais hidroelétricas, têm um valor médio de 1628

€/kW, sendo que o custo total para uma nova central hidroelétrica pode variar de milhões de euros para pequenas centrais hidroelétricas até bilhões de euros para grandes projetos de centrais hidroelétricas com um custo de O&M de 2.5% do investimento total do projeto (OECD, IEA, 2016; OEC, IEA, 2012).

5.3 Análise da energia eólica

Na análise do período de estudo de 2014 a 2017, a energia eólica representou 24% da energia consumida no sistema elétrico português, sendo o melhor indicador da importância que a energia eólica tem no sistema energético português. Apesar de não poder ser considerada uma fonte de reserva de energia, a sua importância tem sido na aposta sustentada de crescimento de potência instalada no sistema elétrico português.

Na Figura 5-9 - Diagrama de potências eólicas 2014-2017, estão disponíveis as potências eólicas analisadas, mínima, média e máxima comparando com a potência média semanal de consumo do sistema elétrico português.

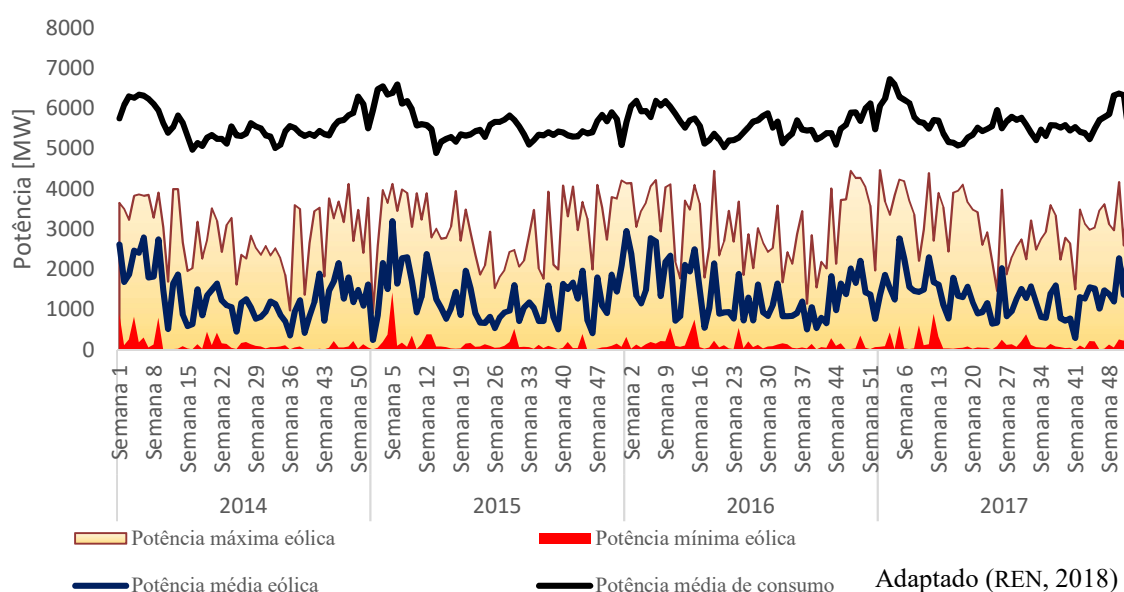


Figura 5-9 - Diagrama de potências eólicas 2014-2017

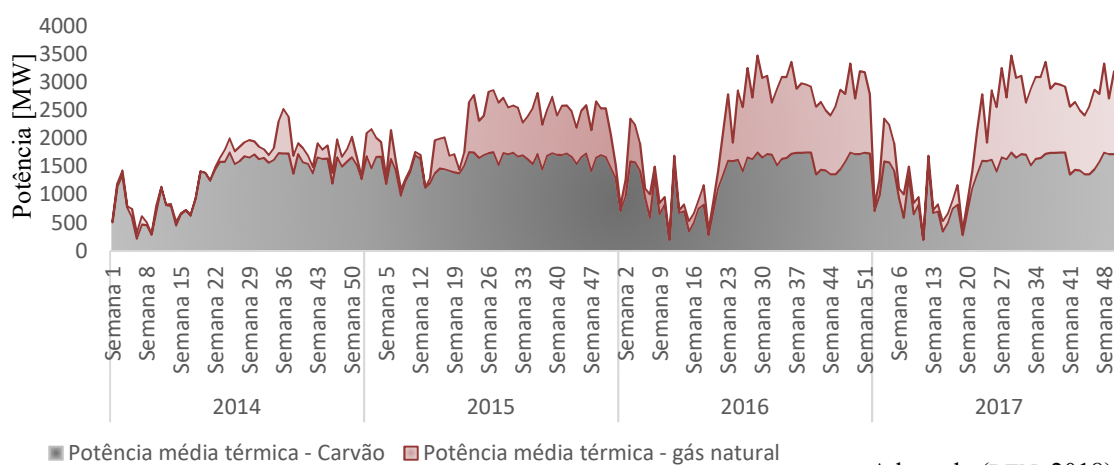
Mesmo não sendo uma fonte de energia com capacidade de reserva, há que salientar que no período de estudo nunca houve um valor mínimo de potência eólica nulo, foi a única fonte de potência que apresentou sempre um registo de potência fornecida em todo o período de análise. O que se tem mostrado útil para a disponibilidade de potência podendo, no entanto, ser uma fonte de energia com

maior eficiência que seja capaz de usar a complementaridade de forma eficaz com outras fontes em caso de excesso de produção, ajudando a reduzir a dependência de fontes de energia fósseis.

Em relação aos custos de capital, para projetos concluídos recentemente, os custos médios globais de capital para fontes de energia eólica, apresentam valores médios de 1221 €/kW, sendo um valor mais baixo que o do custo capital das centrais hidroelétricas, estes custos variam de acordo as tecnologias e com as intervenções necessárias nas áreas envolventes do projeto (OECD, IEA, 2016). Geralmente apresentam um custo O&M de 1% a 2% do custo capital (Castro, 2011).

5.4 Análise da energia térmica

Apesar de apresentarem elevados impactos ambientais, as centrais térmicas base apresentaram valores médios de potência fornecida de 1975 MW por semana, tendo as centrais a carvão a maior fatia do bolo com valores médios de 1363 MW contra os 612 MW de potência fornecida por semana das centrais térmicas a gás natural. No geral, na análise dos 4 anos de estudo as fontes de energia térmica foram responsáveis por fornecer 35% da potência média de consumo.



Adaptado (REN, 2018)

Figura 5-10 - Diagrama de potências médias térmicas, 2014-2017

Perante a fraca resposta hidroelétrica na produção de energia elétrica, foram as centrais térmicas base que asseguraram os consumos principais do sistema elétrico, tendo as duas centrais a carvão sido essenciais em grandes períodos. Na análise do período 2014-2017 as fontes térmicas foram responsáveis por 55% da energia consumida, sendo que no ano de 2017, 69% da energia elétrica consumida tenha origem em fontes de energia térmica, com as centrais a carvão a serem mais preponderantes e mais utilizadas do que as centrais a gás natural. Os valores de consumo de energia elétrica e potência analisados em relação às centrais a carvão apresentam-se ainda elevados numa fonte de energia que se pretende abolir até 2025.

Na figura 5-11 é possível ver a evolução dos consumos totais e da energia térmica do sistema elétrico português para o período de 2014-2017.

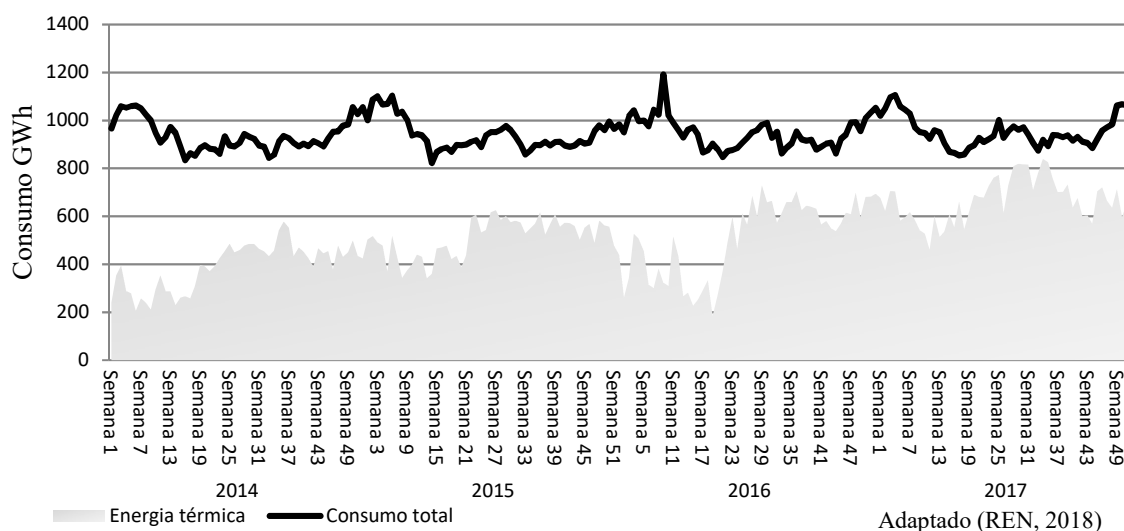


Figura 5-11 - Consumo térmico do sistema elétrico português, 2014-2017

As energias provenientes de centrais térmicas a gás natural e a carvão estão sujeitas à volatilidade dos preços dos mercados internacionais de energia primária, o Protocolo de Quioto veio a criar um mecanismo de gestão de licenças de emissão por iniciativa da Comissão Europeia, criando um mercado no espaço europeu (ETS – European Trading Scheme). Este mercado atribui uma valorização às emissões do CO_2 que passaram a refletir-se na estrutura de custos das centrais térmicas, nomeadamente nas centrais a carvão, onde o nível de emissões de CO_2 é mais elevado. Este novo “custo” a internalizar no preço final da eletricidade veio a constituir um fator importante na definição de políticas energéticas (ERSE, 2017).

5.5 Análise das semanas de ponta máxima

Desta análise é possível perceber que as variações das potências num diagrama de carga semanal, bem como os períodos de bombagem efetiva ou não que acontecem nos horários noturnos, seja em períodos de menor ou maior nível de hidraulicidade

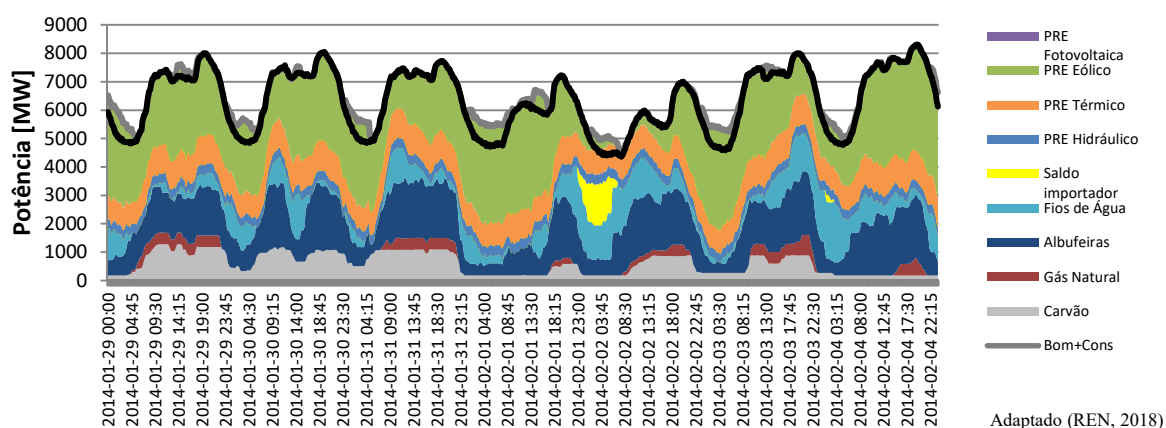


Figura 5-12 - Diagrama de potências semanal, de 29 janeiro a 4 de fevereiro de 2014: ponta máxima consumo

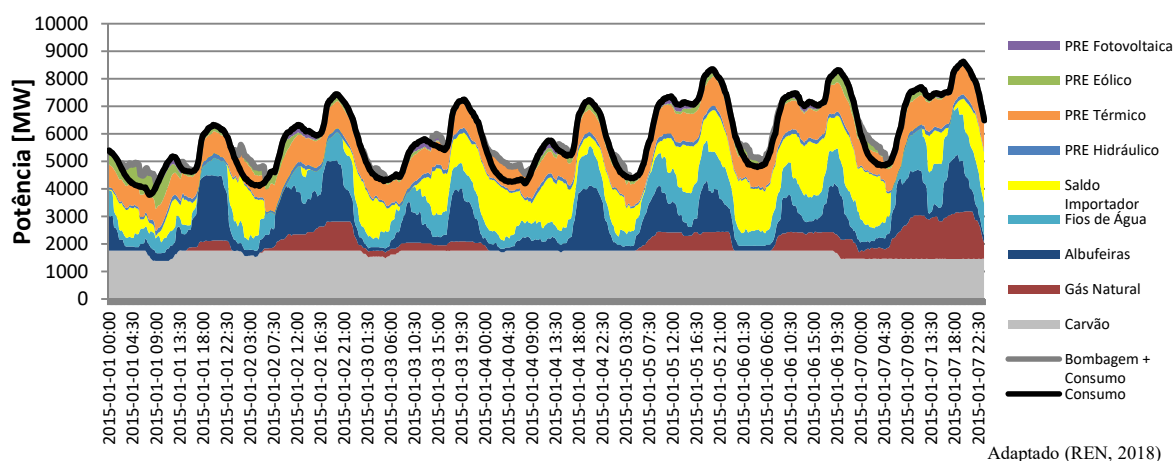


Figura 5-13 - Diagrama de potências semanal, de 1 a 7 de janeiro de 2015: ponta máxima consumo

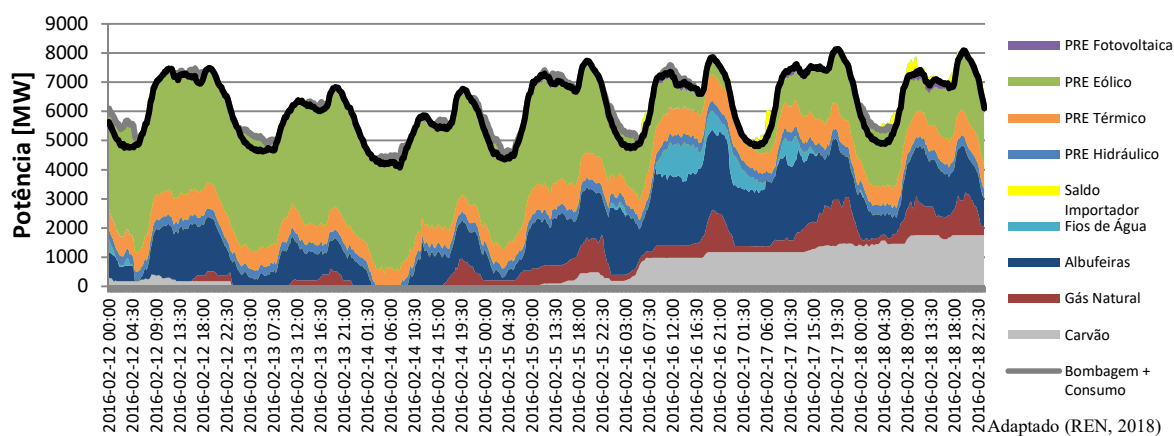


Figura 5-14 - Diagrama de potências semanal, de 12 a 18 de fevereiro de 2016: ponta máxima consumo

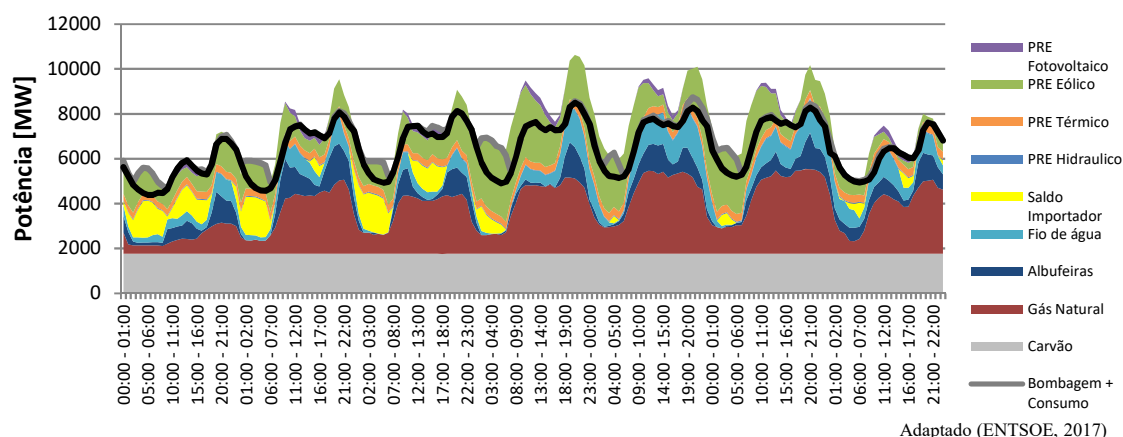


Figura 5-15 - Diagrama de potências semanal, de 15 a 21 de janeiro de 2017: ponta máxima consumo

Esta análise permite ter uma perceção da variação do consumo de potência ao longo do dia, sendo que em todas as semanas o pico é atingido no período do final da tarde. Quanto ao saldo importador, este tem uma expressão maior em períodos onde as disponibilidades de potências sejam reduzidas, nomeadamente a potência eólica e hídrica. Tomando o exemplo da semana da ponta máxima de 2015, devido à fraca produtibilidade eólica nesta semana, a importação de potência teve uma maior expressão durante os períodos de bombagem.

Em relação às potências fornecidas por centrais termoelétricas a carvão e gás natural, o que se observa é que em anos com níveis baixos de hidraulicidade as potências têm uma maior expressão e são responsáveis pela maioria da potência consumida nessa semana, com destaque para a potência proveniente das centrais a carvão que nos anos de 2015 e 2017 teve um fornecimento de potência praticamente constante durante a semana da ponta máxima e só na análise de 2017 a potência proveniente de centrais a gás natural conseguem ter valores mais elevados que as centrais de gás natural em períodos de cheia diários.

Quanto às PRE, as fontes eólicas são as mais expressivas, mas também as que têm mais potência instalada, já as centrais PRE térmicas conseguem ter resultados bastante interessantes ao longo destas semanas de análise permitindo concluir que com uma maior aposta nestas centrais se poderia obter um retorno bastante satisfatório de potência fornecida ao sistema elétrico.

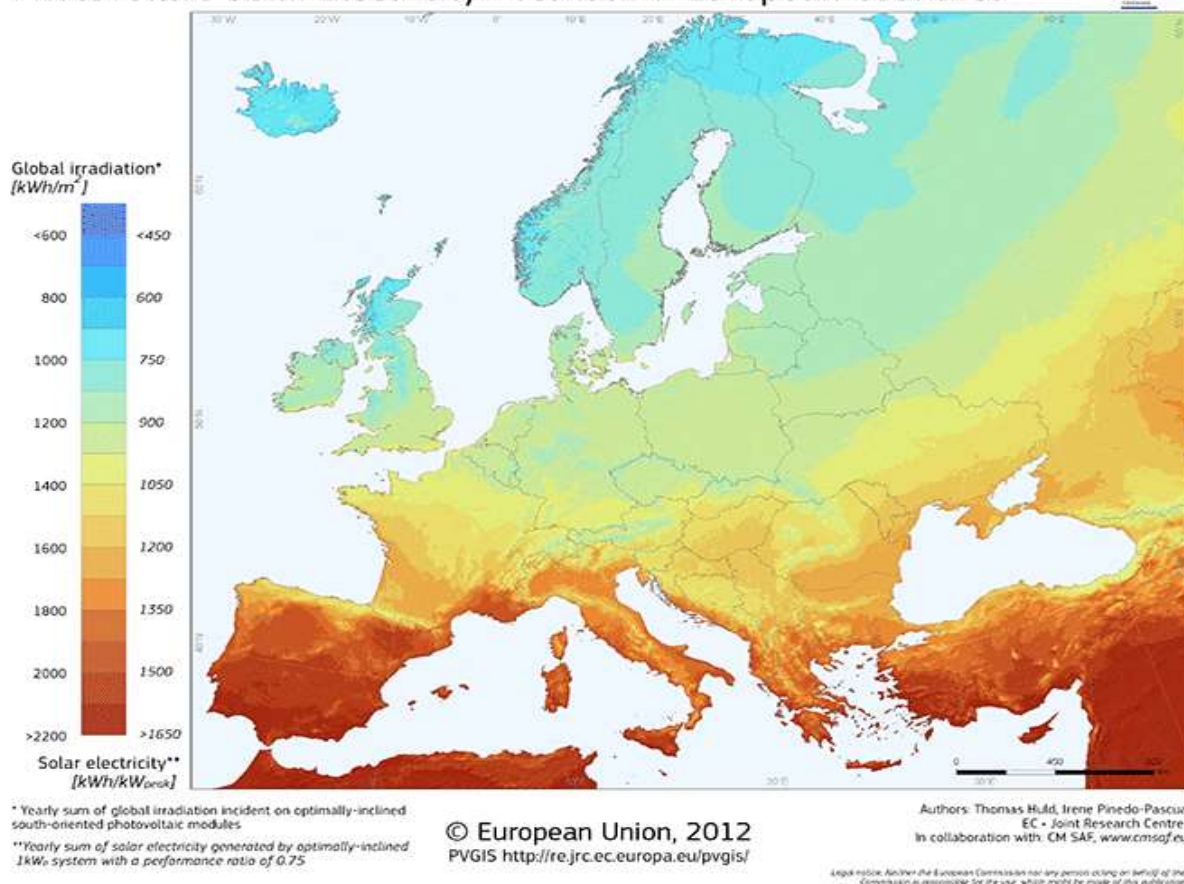
5.6 Fotovoltaico: Síntese dos anos de estudo

O recurso solar disponível na Europa, tem maior incidência nos países de sul (Portugal, Espanha e Itália). Nestes países a irradiação solar (kWh/m^2) chega a atingir quase o dobro da média disponível nos países do norte da Europa. Portugal tem assim das melhores condições para o aproveitamento solar e produção de energia por via fotovoltaica. Em Portugal são atingidos anualmente valores entre

os 1700 kWh/m², no Norte e 2000 kWh/m², nas zonas mais a Sul. Estes valores dizem respeito a uma captação de irradiação solar numa superfície com orientação fixa ótima (Castro, 2011).

Neste momento a Alemanha é o país com maior aposta em recurso solar na europa, sendo que no final de 2017 liderava destacada com 41.4 GW de potência instalada em sistemas fotovoltaicos e tem valores de irradiação solar inferiores aos de Portugal atingindo o máximo de 1400 kWh/m², já em Espanha existiam 6.7 GW de potência fotovoltaica instalada, para valores de irradiação solar idênticos aos de Portugal (Entsoe, 2018), a figura 5-16, ilustra os valores de irradiação solar na europa. Relativamente a Portugal, no final de 2017 existiam 481 MW ((DGEG, 2017)) de potência instalada em sistemas fotovoltaicos, valores que representam apenas 1,2% da potência instalada na Alemanha e 7,2% da potência instalada em Espanha. Valores muito baixos para um recurso tão valioso, sendo estimada uma produtividade anual que varia entre 1275 kWh e 1550 kWh, por cada kWp de potência-pico instalada, ou seja, utilizações anuais da potência pico entre 1275 e 1550 horas (Castro, 2011).

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



Fonte (PVGIS, 2018)

Figura 5-16 - Irradiação Solar na Europa

Usando a ferramenta online pvgis, é possível determinar o ângulo de inclinação ótima, que maximiza a energia elétrica produzida por sistemas fixos ligados à rede, para Portugal este ângulo é 33° em praticamente todo o país. Comparativamente a um sistema fixo, se for usado sistemas de seguimento solar de dois eixos, é possível obter ganhos que podem atingir os 30%, sendo que em zonas mais a sul nomeadamente no Alentejo os ganhos poderiam atingir os 40%, podendo obter valores da utilização da potência-pico na ordem das 2100 horas (PVGIS, 2018).

Nos quatro anos de estudo de 2014 a 2017 a energia fotovoltaica teve consumos elétricos muito baixos, derivados da fraca aposta nesta fonte de energia renovável, no final de 2017 a produção fotovoltaica foi responsável por 2% da energia consumida e o pico deste consumo foi de 22 GWh que é um valor que fica muito aquém do potencial do país se comparado com os gerados noutros países com menor insolação.

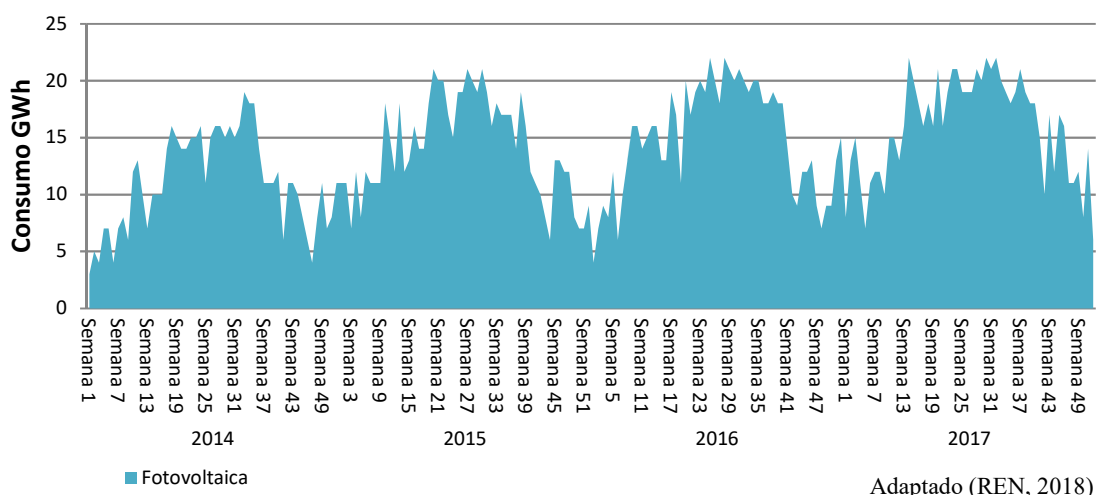


Figura 5-17 – Consumo de energia elétrica proveniente de fonte fotovoltaica 2014-2017

Com um aumento de potência instalada fotovoltaica em pontos chave, seria possível obter valores muito satisfatórios de energia fotovoltaica. Com 1 GW de potência instalada poderíamos obter pelo menos 1275 GWh/ano. Para valores máximos no Alentejo com seguimento solar de dois eixos, 1 GW de potência instalada poderia gerar 2100 GWh/anuais se fosse possível obter os valores máximos teóricos da utilização da potência instalada. Estando previstos 1400 MW de potência instalada em 2030 (DGEG, 2016), porventura seria ideal estudar a relação custo/benefício para um aumento ainda maior em zonas onde a insolação solar permita tirar dividendos de uma aposta forte em instalações concentradas.

5.7 Análise de tempo parado das centrais

Na análise do tempo parado das centrais teve-se em conta as centrais hidroelétricas e térmicas registadas na REN como centros produtores de energia. A análise de tempo parado ou indisponibilidade, representa o tempo que um grupo não forneceu potência ao sistema energético português, seja por paragem programada, por motivo de manutenção ou paragem planeadas, ou paragem fortuita que são todas as que os grupos são forçados a parar por anomalias.

A tabela 4, ilustra o apanhado de todo este estudo.

Tabela 5-1 - Análise de tempo parado das centrais

Ano	Potência total indisponível [MW]	Potência indisponível fortuita [MW]	Total tempo parado [horas]	Tempo parado fortuito [horas]	Impacto na produção de energia				
					Falha geral [GWh]	%	Falha fortuita [GWh]	%total - %fortuita	
2014	67330	29108	98857	41196	8020	7%	3467	3% - 43%	
2015	90606	10427	110648	13177	7215	6%	830	1% - 12%	
2016	164614	40686	118224	35851	14128	11%	3492	3% - 25%	
2017	135392	21031	47848	5524	9185	9%	1421	1% - 15%	

Fonte (REN, 2018; Entsoe, 2018)

Em relação à potência total indisponível, esta tem como base os diversos grupos de centrais térmicas e centrais hidroelétricas que englobam os sistemas electroprodutores disponíveis para consulta na REN. Esta potência total é assim um apanhado de toda a potência indisponível ao longo de um ano numa escala horária do sistema electroprodutor. Para além da potência indisponível também foi considerado o fator de tempo de paragem, este fator permite abordar o peso da potência indisponível em relação a cada hora de paragem no sistema electroprodutor analisado. Esta relação entre potência indisponível e tempo de paragem tem como fim estabelecer um parâmetro que analise anualmente o peso da potência indisponível por tempo de paragem registado no sistema electroprodutor.

Analisando as potências indisponíveis totais, o ano de 2016 foi o ano com mais indisponibilidades registadas comprovando-se com 164 GW de potência indisponível registada ao longo do ano, sendo que estas indisponibilidades foram mais sentidas após o abrandamento da precipitação elevada que se registou no início deste ano. Quando comparado com o ano de 2014, no ano de 2016 houve um aumento de 145% de potência indisponível registada. Já o ano de 2017, apesar de ter registado uma potência indisponível total menor que o ano anterior foi registado um valor que duplica a potência indisponível do ano de 2014.

As paragens fortuitas são paragens não planeadas do sistema e têm registos baixos, sendo que os impactos rondam os valores entre 1% e 3% na produção de energia elétrica.

Na análise do impacto da paragem das unidades de produção de energia, como o ano de 2016 teve mais potência indisponível também foi o ano que apresentou um impacto maior, sendo calculado a quebra por falha geral em 14128 GWh de energia elétrica que não foi produzida por indisponibilidade do sistema electroprodutor. No ano de 2017 o impacto foi menor, devido ao facto de não só haver menos potência indisponível em relação a 2016, mas também houve menos horas de tempo parado em 2017. É de salientar também que as paragens não programadas em 2014 foram responsáveis por quase metade da falha geral sendo este ano onde o impacto das paragens fortuitas teve um impacto maior.

O parâmetro da relação entre potência indisponível e tempo de paragem, é apresentado na tabela 5-2. Com este parâmetro pode-se ver que apesar de no ano de 2017 se ter registado menos potência indisponível do que em 2016, o impacto da potência indisponível foi maior por cada hora de paragem no ano de 2017. Sendo que a análise deste parâmetro em relação das potências indisponíveis fortuitas com o tempo de paragem fortuito, o ano de 2017 teve um aumento em relação ao ano de 2016 e ainda maior se for comparado com o ano de 2014. O total de tempo parado apresentou uma tendência crescente nos anos de 2015 e 2016, contrariamente ao ano de 2017 que registou quase metade do tempo parado das centrais no ano de 2014.

Este parâmetro permite mostrar que num sistema electroprodutor todos os grupos contam para a produção de energia elétrica e em caso de paragem de um só grupo vai haver um impacto na produção de energia elétrica. Sendo que a maioria das paragens são programadas, também o impacto na produção de energia pode ser programado, mas em caso das paragens fortuitas o aumento do parâmetro entre o ano 2014 e o ano de 2017 mostra que o sistema tem tido dificuldades perante as falhas fortuitas registadas.

Tabela 5-2 - Balanço da potência indisponível por hora de paragem

Ano	Pot _{ind} /tempo _{parado}	Pot _{indf} /tempo _{paradof}
2014	0,68	0,07
2015	0,82	0,79
2016	1,39	1,13
2017	2,83	3,81

5.8 Rede de Transporte de Energia

5.8.1 Distribuição e transporte

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), a rede de distribuição é constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos de alta, média e baixa tensão. As Subestações, a par de outros equipamentos como postos de seccionamento e de

transformação e instalações de iluminação pública, são também infraestruturas fundamentais da Rede. Na tabela 5-3 é ilustrado a evolução do comprimento das linhas de transporte bem como das potências de transformação.

Tabela 5-3 - Evolução do comprimento das linhas de transporte e potência de transformação

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Comprimento das linhas (km) - Total	7426	7513	7569	8049	8371	8534	8733	8629	8805	8863
400 kV	1588	1589	1609	1973	2236	2333	2434	2467	2632	2670
220 kV	3177	3257	3289	3467	3492	3521	3565	3601	3611	3611
150 kV	2661	2667	2671	2609	2643	2680	2734	2561	2562	2582
Potência de Transformação (MVA)	23097	26194	30205	30205	33777	33915	34984	35754	36673	36636
Autotransformação (MAT/MAT)	8571	9921	11925	11925	13410	13410	13410	14040	14040	13890
Transformação (MAT/AT)	14526	16273	18280	18280	20367	20505	21254	21394	22313	22426
Transformação (MAT/MT)	0	0	0	0	0	0	320	320	320	320

Fonte (REN, 2017)

No período 2007 a 2016, a extensão das linhas de MAT teve um acréscimo de cerca de 20% no comprimento global, este aumento é explicado pelo desenvolvimento das linhas de 220 kV e, sobretudo, 400kV, que registaram acréscimos de 10% e de 70%, respetivamente. Quanto à linha de 150 kV, embora no geral seja uma variação quase nula, houve uma redução do comprimento total em quase 80km (REN, 2017).

5.8.2 Perdas de energia elétrica

Uma das maiores preocupações das empresas de distribuição de energia tem de ser as perdas de energia elétrica nas suas redes, porque estas perdas vão influenciar os custos do sistema de distribuição, deve-se avaliar continuamente a rede de distribuição tendo em vista as necessárias melhorias e intervenções no sistema de energia elétrico que permitam obter uma correta análise de perdas e de situações de risco quer sirvam para a implementação de um sistema com maior eficiência e uma otimização do serviço reduzindo ao máximo as perdas de energia elétrica. Tal como o observado na figura 5-16, as perdas nas redes de transporte e distribuição são as mais elevadas das perdas ocorridas no sistema elétrico nacional.

A taxa de perdas de energia elétrica nas redes de distribuição medida como a relação entre as perdas e os fornecimentos de energia elétrica, no período 2007 a 2016, registou um aumento de 1% se comparado com o ano de 2007, tendo-se verificado algumas oscilações ao longo do período com valor máximo de 11% registados no ano de 2013 a representar uma quebra de 5482 GWh no consumo final (DGEG, 2017).

Quer sejam centrais térmica base convencionais ou centrais hidroelétricas, todas têm necessidade de um sistema de apoio e infraestruturas próprias que permitam assegurar o correto funcionamento do sistema produtor, a energia utilizada neste sistema de apoio é contabilizada como consumo próprio das centrais. Estas perdas têm de ser contabilizadas na produção bruta da central e dependem diretamente da eficiência de meios das próprias centrais, quanto maior for uma aposta em termos de eficiência menor será o consumo extra da central. A média dos anos para o período de estudo foi calculada em 3%, representando um valor médio de 1 370 GWh do consumo geral bruto (DGEG, 2017).

A figura 5-16 apresenta graficamente as perdas na produção de energia elétrica do sistema electroprodutor português.

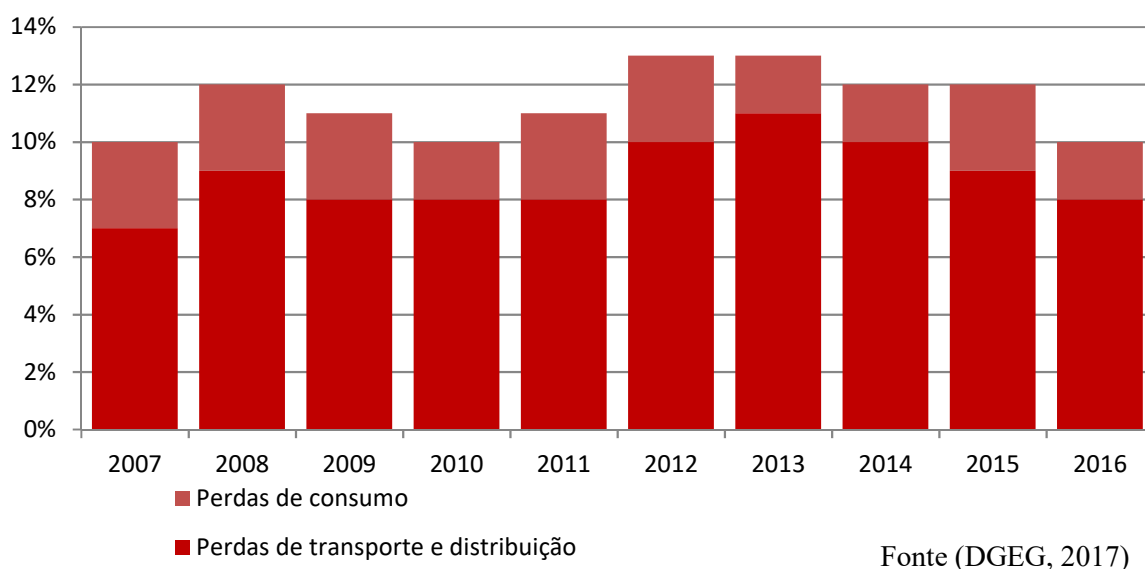


Figura 5-18 - Perdas de transporte e Distribuição

6. Análise de Segurança

6.1 Relatório de Monitorização de Segurança 2017-2030

A questão da segurança do abastecimento tem estado sempre no centro da questão das políticas energéticas adotadas a nível nacional e comunitário. Todo o sistema deve estar dotado de resiliência face a possíveis interrupções do serviço tendo em conta já o uso das renováveis no panorama energético com as suas questões de intermitência própria de cada fonte energética. A monitorização de segurança do abastecimento é uma peça fundamental para avaliar no médio a longo prazo as necessidades do sistema de forma a antecipar eventuais necessidades.

Com o modelo de funcionamento atual do SEN, torna a monitorização permanente do sector elétrico uma condição necessária para o controlo e prevenção de anomalias com antecedência, sem colocar em risco a segurança do fornecimento de energia.

O Relatório de monitorização de segurança do sistema do abastecimento do sistema elétrico nacional (RMSA-E) apresentado em 2017 é um desenvolvimento do relatório de 2008, que faz uma análise da segurança de abastecimento e dos requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados para o horizonte 2017-2030 (DGEG, 2016).

Neste relatório, foram elaborados alguns cenários para estudar a evolução do sistema electroprodutor, com base em três fatores chave: Segurança de abastecimento; Proteção do ambiente e Competitividade.

Uma análise das condições de segurança de abastecimento do SEN é feita em duas vertentes: *Adequacy* e *Security*. A vertente *Adequacy* permite avaliar a suficiência da capacidade para cobrir a procura horária de eletricidade, enquanto que a vertente *Security* serve para avaliar a capacidade de resposta do sistema a perturbações do equilíbrio oferta-procura.

Na conclusão deste relatório, é garantida a segurança do abastecimento do sistema elétrico em qualquer dos cenários até 2024 com o descomissionamento da central de Sines. No horizonte 2025-2030 já há necessidade de reforço, porque o sistema fica em risco de falha com o descomissionamento da central da Tapada do outeiro e do Pego previstos para este período. Sendo que neste período se deve apostar num reforço de potência em centrais térmicas base na gama dos 450MW (DGEG, 2016).

Com o descomissionamento da central de Sines, ficando a zona sul da rede sem qualquer central térmica de base, sendo necessário reforços preventivos neste cenário para evitar criar problemas na rede.

A competitividade é condicionada pelo maior aproveitamento das centrais a carvão em relação às de gás combinado, sendo de prever que com o descomissionamento de centrais a carvão, as de gás natural ganhem um maior relevo no panorama energético. Mas em nenhum dos casos estudados

ultrapassa os 33% da procura máxima. Os descomissionamento das centrais a carvão permitirão manter os níveis de emissões totais de CO² em valores que permitam atingir as metas. Tudo depende das tecnologias que venham a ser adotadas para reforçar a capacidade de base do sistema electroprodutor (DGEG, 2016).

6.1.1 Evolução da procura de eletricidade

Os pressupostos gerais presentes no RMSA-E, são os diversos cenários macroeconómicos previstos para o período do estudo deste relatório, têm em conta o Produto Interno Bruto (PIB) e as suas previsões mais recentes, medidas de eficiência energética, introdução de veículos elétricos e autoconsumo. Tendo tudo em conta, foram elaborados três cenários de evolução de consumo de eletricidade: **cenário superior**: com taxa de 0,8%; **cenário central**: com taxa de 0,5%; **cenário inferior**: com taxa de 0,2% (DGEG, 2016).

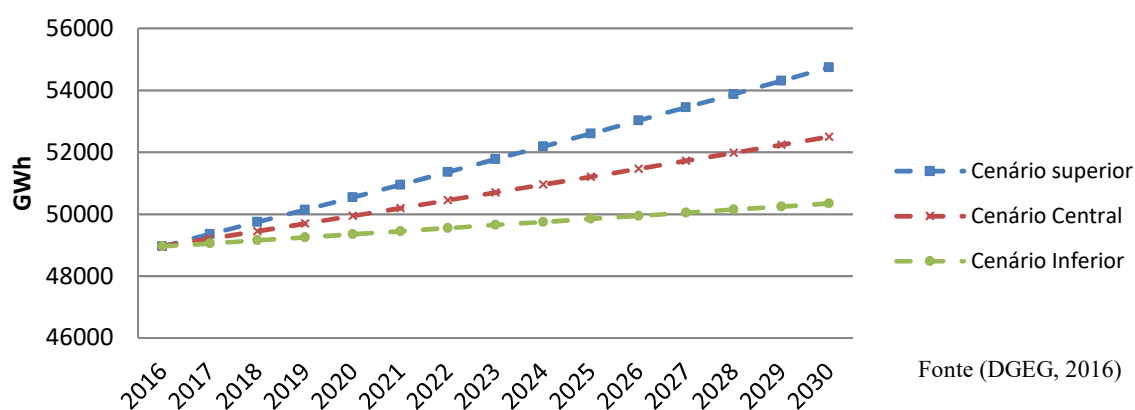


Figura 6-1 - Cenários de evolução procura de eletricidade

De salientar que este último relatório já está de acordo a média das taxas de crescimento anuais para os períodos mais recentes, prevendo um crescimento muito residual ou quase nulo até 2030.

6.1.2 Análise: Oferta vs. Procura

Esta análise estabelece a relação entre a produção bruta de energia em Portugal continental e a procura, que se representa pelo consumo final de energia em Portugal Continental. Verifica-se que esta relação tem oscilado entre os 98% e os 110%, como se pode ver na figura 6-2.

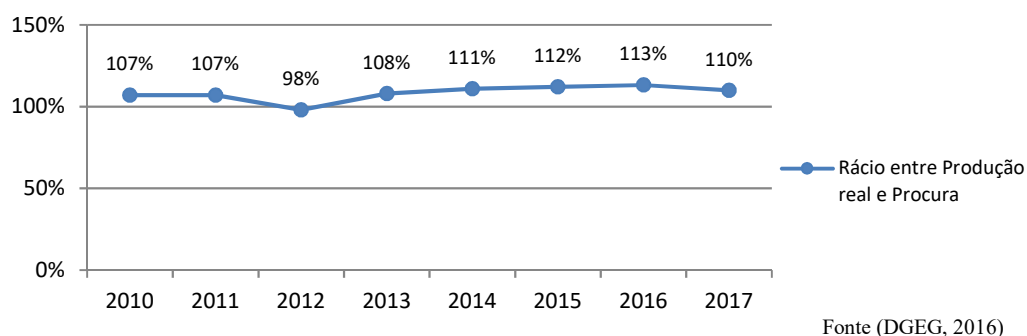


Figura 6-2 - Rácio entre Produção bruta e Procura

Nos anos em que a procura foi superior à oferta o excedente foi disponibilizado no mercado para Espanha no âmbito da MIBEL. Na figura 6-3 é mostrada a evolução da produção real vs. Procura em GWh.

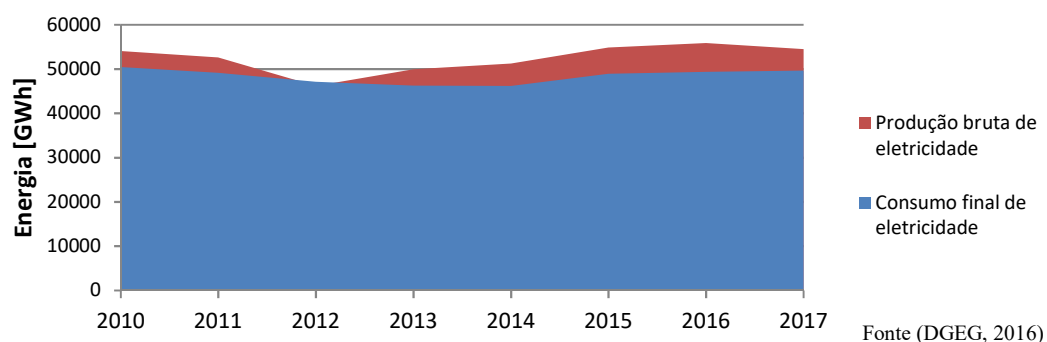


Figura 6-3 - Evolução da Produção bruta vs. Procura (GWh)

Tendo em conta que as centrais térmicas e as de cogeração podem trabalhar na sua capacidade máxima, mas não o fazem e as restantes tecnologias (hídrica, eólica e solar) funcionam em regime médio face à procura, resulta que as centrais térmicas base a gás natural funcionam muito abaixo do seu potencial real. Há um sobredimensionamento do sistema, tendo em conta que nos últimos anos tem vindo a haver um decréscimo no consumo da eletricidade que não era expectável quando foram projetadas as centrais térmicas a gás natural, aliado ao crescimento das renováveis, em particular da eólica que tem uma contribuição muito constante e a hídrica que tem ficado muito aquém da produção pretendida (DGEG, 2016).

6.1.3 Análise de segurança: Trajetória A do RMSA-E

Esta análise de segurança foi feita no pressuposto que a evolução da capacidade instalada no SEN, bem como futuros reforços da rede, que estejam em fase de construção, já licenciados ou em fase de licenciamento disponível na DGEG eram os indicados na tabela 6-1 (DGEG, 2016).

Tabela 6-1 - Evolução da capacidade instalada

Tecnologia	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Grandes Térmicas	5585	5585	5585	5585	5585	5585	5585	5009	5009	5009	4019	2839
Sines	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	
Pego	576	576	576	576	576	576	576					
Tapada Outeiro CC	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990		
Ribatejo	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
Outras térmicas	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Cogeração não renovável	1016	1016	1032	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052
Grandes Hídricas	5360	5360	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420	7574	7574	8367
Venda Nova			799	799	799	799	799	799	799	799	799	799
Foz Tua			261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães										880	880	880
Daivões										114	114	114
Alto Tâmega										160	160	160
Fridão												238
Carvão-Ribeira												555
Pequenas Hídricas	606	607	608	608	608	609	610	610	610	610	610	610
Eólicas	4955	5200	5204	5243	5456	5456	5456	5554	5554	5554	5554	5554
Cogeração renovável	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
RSU	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa	123	123	137	143	203	284	284	284	284	284	284	284
Biogás s/ cogeração	74	74	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Fotovoltaico PV	252	303	305	547	1147	1434	1434	1434	1434	1434	1434	1434
Fotovoltaico PV - Micro/auto	189	219	249	279	309	339	339	339	339	339	339	339
Fotovoltaica concentração	9	16	16	19	19	43	43	43	43	43	43	43
Total	18675	19009	20136	20477	21380	21803	21804	21326	21326	22480	21490	21103

Fonte (DGEG, 2016)

Este cenário admite o descomissionamento da central térmica de Sines em 2025, central térmica do Pego em 2021 e central térmica da Tapada do Outeiro em 2024. Quanto aos grandes aproveitamentos hidroelétricos são consideradas as datas de entrada ao serviço previstas pelos promotores e previstas no licenciamento, embora considerem a entrada das centrais hidroelétricas do Fridão e Carvão-Ribeira que não estão aprovadas.

A figura seguinte mostra a evolução prevista do índice ICP a probabilidade de excedência de 95% e de 99%, na trajetória de estudo do RMSA-E.

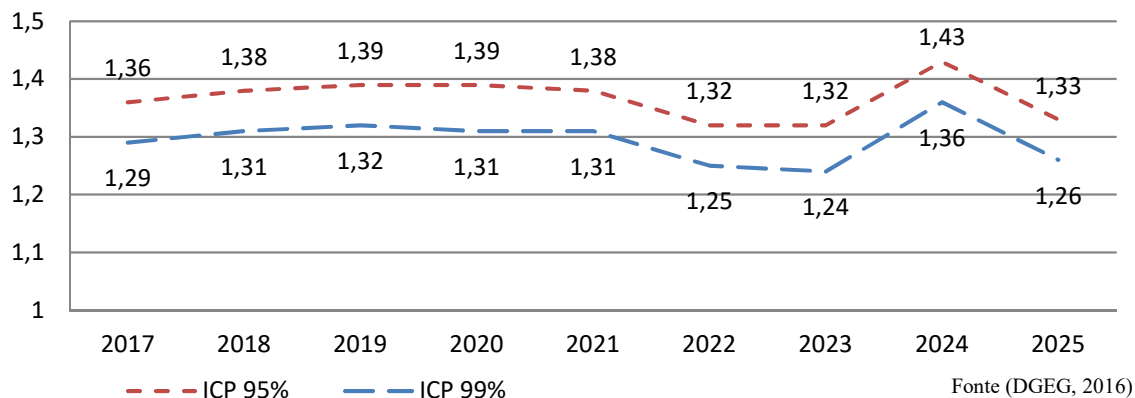


Figura 6-4 - ICP trajetória do RMSA -E

Da análise do gráfico da evolução do ICP, os valores são sempre superiores a 1 em qualquer uma das probabilidades de excedência, sendo os valores mínimos de 1,32 para ICP 95% e de 1,24 para ICP 99%. O sistema aguenta os descomissionamento das centrais térmicas nos anos previstos, embora com o descomissionamento da central da tapada do outeiro e da central de Sines em 2025 verifica-se que o ICP apresente uma forte tendência de descida para valores que poderão levar o sistema a baixar os níveis críticos. Como tal deve ser equacionado uma necessidade de reforço de potência com a instalação de dois novos grupos térmicos base na gama dos 450 MW até 2030 (DGEG, 2016).

6.2 Análise de segurança: estudo

O RMSA-E utiliza o cenário central, que prevê um crescimento dos consumos elétricos em 0,5%, o que vai contrastar com a tcma calculada no ano de 2017 de 0,24%, tendo este crescimento em conta o valor mais correto dos previstos no RMSA-E seria o do cenário inferior, que previa um crescimento dos consumos elétricos em 0,2%. Em relação à análise de segurança para esta dissertação, foi feita com base na evolução das pontas máximas de potência e consumo de acordo com os resultados obtidos anteriormente, apesar de a tcma do período 2007-2017 ser de 0,24%, se for considerado o período 2008-2017 a tcma apresenta uma tendência de estagnação de consumos, sendo o cenário desta análise de segurança uma taxa média de crescimento de 0,03%. Para o estudo próprio da análise de segurança, foi usada a evolução da capacidade instalada prevista na tabela 6-1, excluindo as centrais hidroelétricas de Fridão e Carvão-Ribeira por não se encontrarem

licenciadas. Foi feito o cálculo do ICP a 95% e ICP a 99%, tendo em conta os diversos fatores previstos. Na figura seguinte está representada a evolução prevista neste estudo.

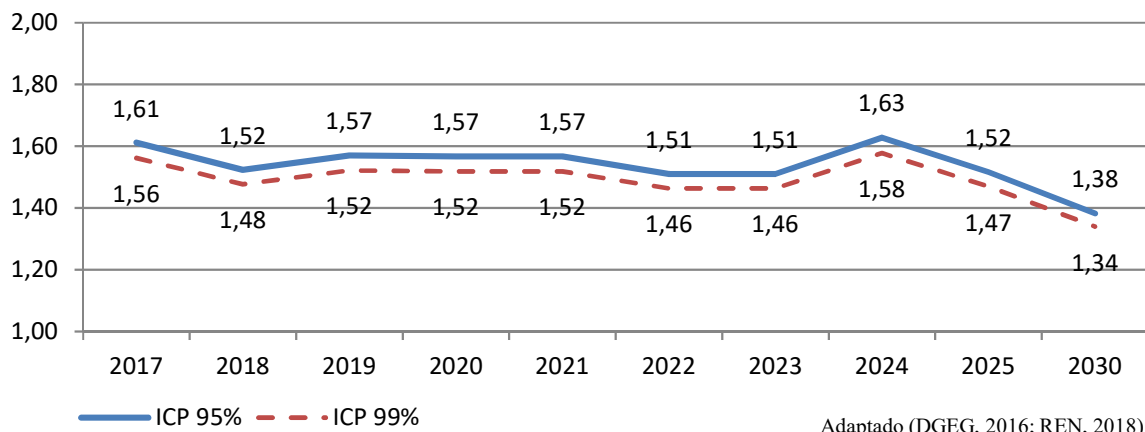


Figura 6-5 - ICP de estudo

Em relação à análise da trajetória do RMSA-E, o ICP 95% e ICP 99% têm tendências muito semelhantes, sendo que o de estudo apresenta um cenário mais otimista mesmo sem considerar as centrais hidroelétricas do Fridão e Carvão-Ribeira.

Se formos ter em conta a comparação entre a margem de reserva com a margem de reserva mínima necessária, o descomissionamento da central do pego em 2021 faz com que a margem de reserva mínima necessária atinja valores próximos dos 100% embora a diferença para a margem de reserva seja sempre superior a 40% até ao final do período 2025-2030 onde é registada a diferença mínima de 38%.

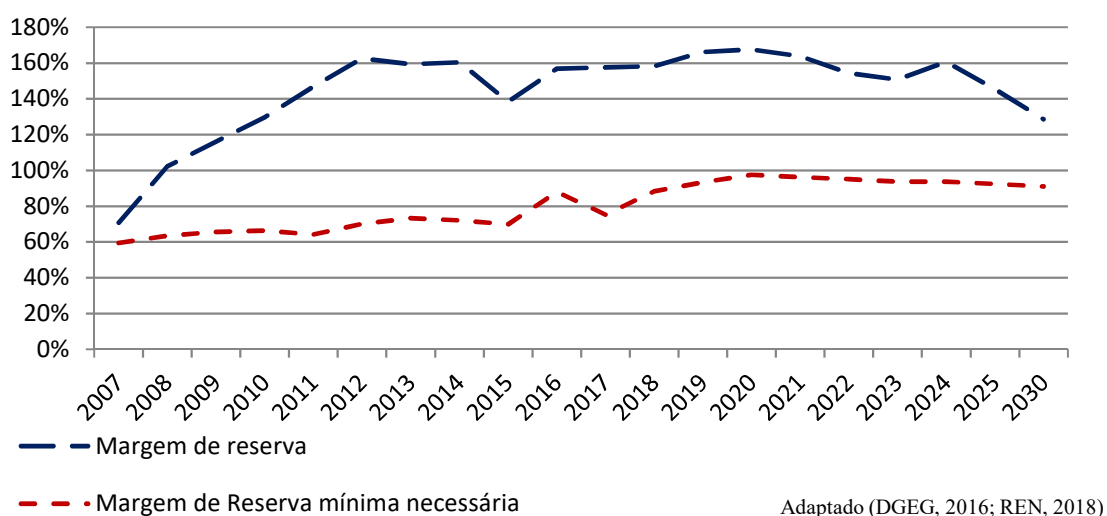


Figura 6-6 - Margem de reserva vs. Margem de reserva mínima necessária: estudo

Esta análise demonstra que o sistema nestes moldes de evolução da capacidade tem um nível de segurança elevado, com uma grande margem de excedência com base nos valores de 1,38 para ICP 95% e 1,34 para ICP 99%, bem com uma margem de reserva considerável sempre bastante superior à margem de reserva mínima necessária. O sistema elétrico apesar de não entrar em valores próximos da zona crítica, tanto os resultados dos índices de excedência como a avaliação das margens mostram que o descomissionamento das centrais térmicas base da Tapada do outeiro e de Sines causam um impacto significativo no sistema elétrico português.

6.3 Análise de segurança: Teste de Stress

O objetivo desta análise passa por identificar a resiliência do sistema nos moldes atuais fazendo um teste sem evolução, mas mantendo os descomissionamento das centrais térmicas nas datas previstas. Como tal para esta análise foram só considerados os empreendimentos já em funcionamento em 2017 sendo desconsiderados todos os previstos a partir desta data. A capacidade instalada é representada na tabela 6-2.

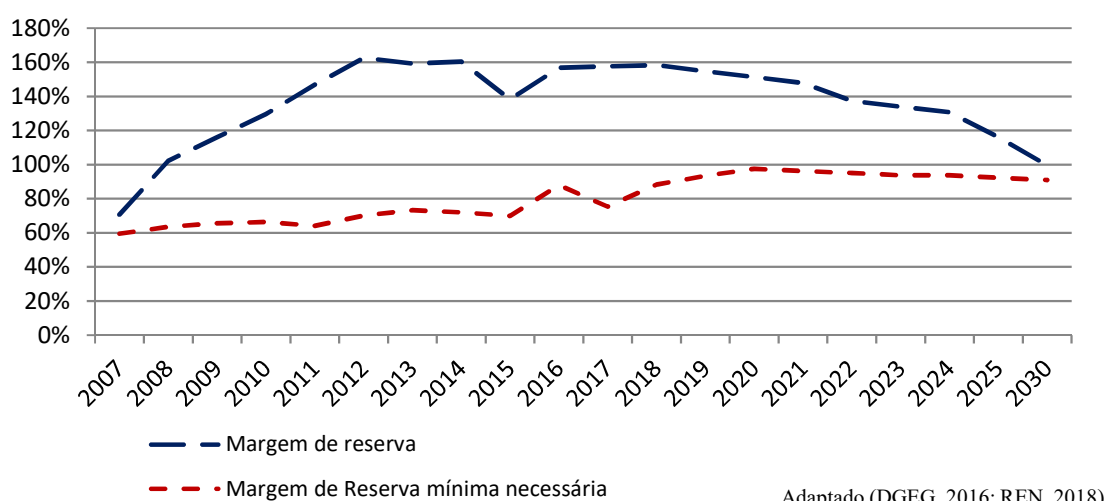


Figura 6-7 - Margem de reserva vs. Margem de reserva mínima necessária: teste de stress

Fazendo a comparação entre os dois cenários, a diferença de potência total instalada do sistema é de 3370 MW no final do período de estudo. É visível que a margem de reserva nesta análise apresenta uma tendência decrescente no período de 2017-2030, à medida que as centrais térmicas vão deixando de produzir maior a quebra da margem de reserva, fazendo com que no ano de 2030 a diferença seja calculada em 100% contra os 91% da margem de reserva mínima.

Analisando o ICP de stress em ambas as análises probabilísticas, era de prever que tivesse valores também em queda quando comparado com o outro cenário de estudo.

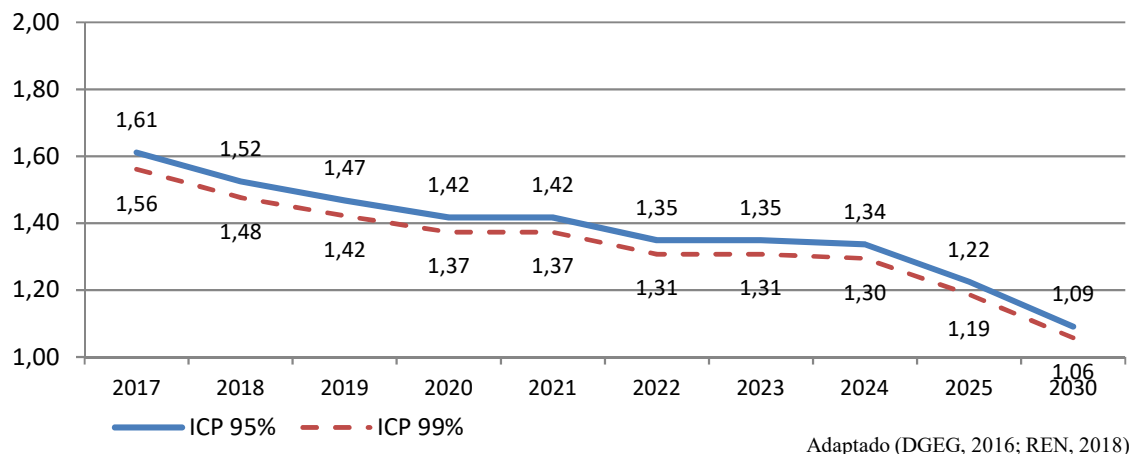


Figura 6-8 - ICP: Teste de stress

Da análise desta evolução, verifica-se que os valores registados em 2030, são muito próximo do nível crítico de segurança. O ICP 95% regista 1,09 e ICP 99% tem o valor mínimo de 1,06. Com o descomissionamento das centrais térmicas base nas suas datas previstas, o sistema atual aproxima-se dos valores de risco, ficando em dificuldades para corresponder às necessidades elétricas a partir desta data.

Esta análise permite concluir que o sistema elétrico português atual está totalmente apto e capaz para fornecer energia elétrica de acordo com os consumos previstos, mas ainda não apresenta capacidade para aguentar a perda das centrais térmicas base a carvão e gás natural com paragens já previstas, fazendo com que haja necessidade de um reforço de potência como alternativa às centrais térmicas base para não ficar em risco o abastecimento de energia.

Tabela 6-2 - Capacidade instalada sem evolução - Teste de Stress

Tecnologia	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Grandes Térmicas	5585	5585	5585	5585	5585	5585	5585	5009	5009	5009	4019	2839
Sines	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	
Pego	576	576	576	576	576	576	576					
Tapada Outeiro CC	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990		
Ribatejo	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
Outras térmicas	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Cogeração não renovável	1016	1016	1032	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052
Grandes Hídricas	5360	5360	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420
Venda Nova			799	799	799	799	799	799	799	799	799	799
Foz Tua			261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Pequenas Hídricas	606	607	608	608	608	609	610	610	610	610	610	610
Eólicas	4955	5200	5204	5243	5243	5243	5243	5243	5243	5243	5243	5243
Cogeração renovável	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
RSU	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa S/ cogeração	123	123	137	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Biogás s/ cogeração	74	74	74	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Fotovoltaico PV	252	303	305	547	547	547	547	547	547	547	547	547
Fotovoltaico PV - Micro/auto	189	219	249	279	279	279	279	279	279	279	279	279
Fotovoltaica concentração	9	16	16	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Total	18675	19009	20136	20477	20477	20478	20479	19903	19903	19903	18913	17733

Fonte (DGEG, 2016)

6.4 Análise de impactos: Estudo dos rios

Esta análise tem em conta as grandes secas severas e a grande dependência que o sistema elétrico tem dos dois principais rios, Tejo e Douro.

Começando pelo rio Tejo, usando o pior cenário possível que é de seca total, foi feito o estudo dos impactos criados neste cenário usando os valores de evolução da potência instalada da tabela 6-1, excluindo as Centrais hidroelétricas do Fridão e Carvão-Ribeira.

Sendo o Tejo um rio com algumas das barragens mais antigas do país, não tem sofrido grandes investimentos, quando comparado com o rio douro, o que permite uma folga em cenário de seca total, podendo-se ver que as margens de reserva não são muito afetadas, como se pode ver na figura seguinte.

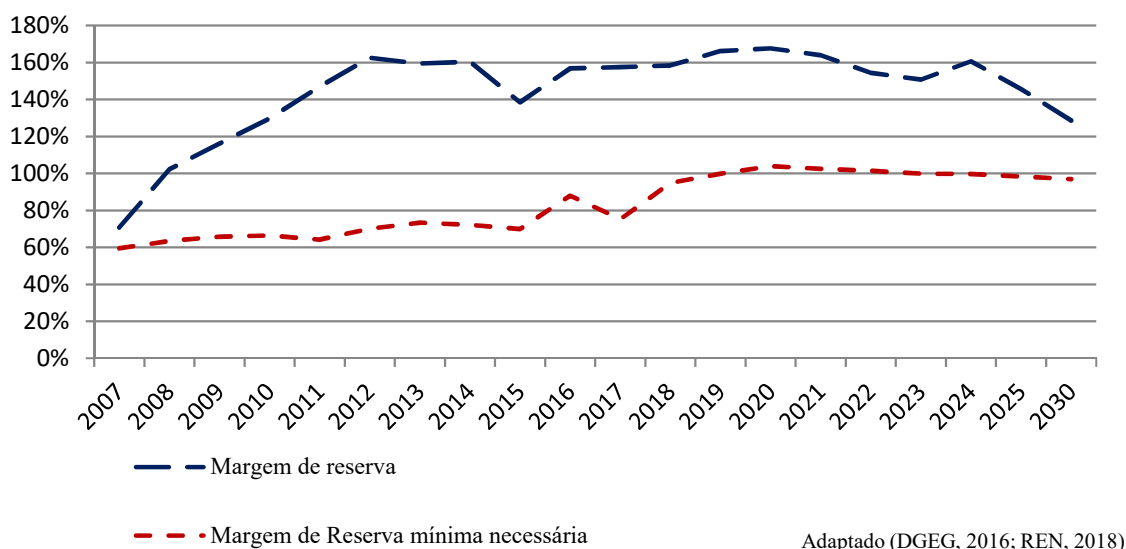


Figura 6-9 - Margem de reserva vs. Margem mínima: Teste de stress do rio Tejo

Da análise desta evolução verifica-se que os valores registados em 2030 quanto ao ICP, também se pode ver que o impacto não é de todo muito sentido sendo as análises de probabilidade de excedência de 95% e 99% com valores muito próximos aos do estudo inicial. O ICP 95% regista 1,32 e ICP 99% tem o valor mínimo de 1,28. Significa que o sistema com a evolução da potência instalada poderia aguentar uma seca severa do Tejo e não ser preciso reforço de potência para dar resposta à procura estimada de energia.

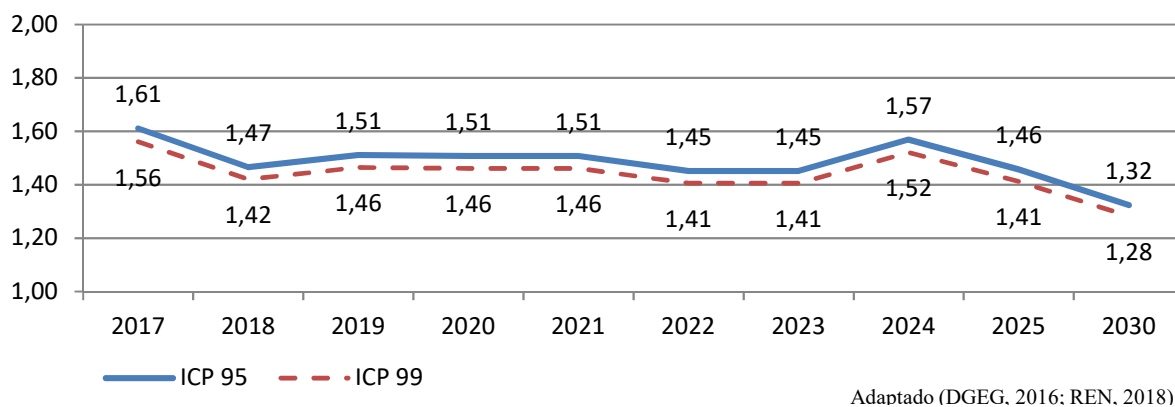


Figura 6-10 - ICP: teste stress Tejo

Também em 2017 como consequência da forte seca que se abateu sobre a península Ibérica, a nascente do Douro secou criando perturbações no caudal e na produção de energia em Portugal. Sendo um rio com uma bacia hidrográfica muito mais pequena que a do rio Tejo (SNIRH, 2018), a verdade é que ao nível de dependência energética o rio Douro é muito mais essencial que o rio Tejo no panorama energético português devido à elevada potência instalada nesta bacia hidrográfica, portanto uma possível seca teria efeitos muito graves no abastecimento de energia em Portugal.

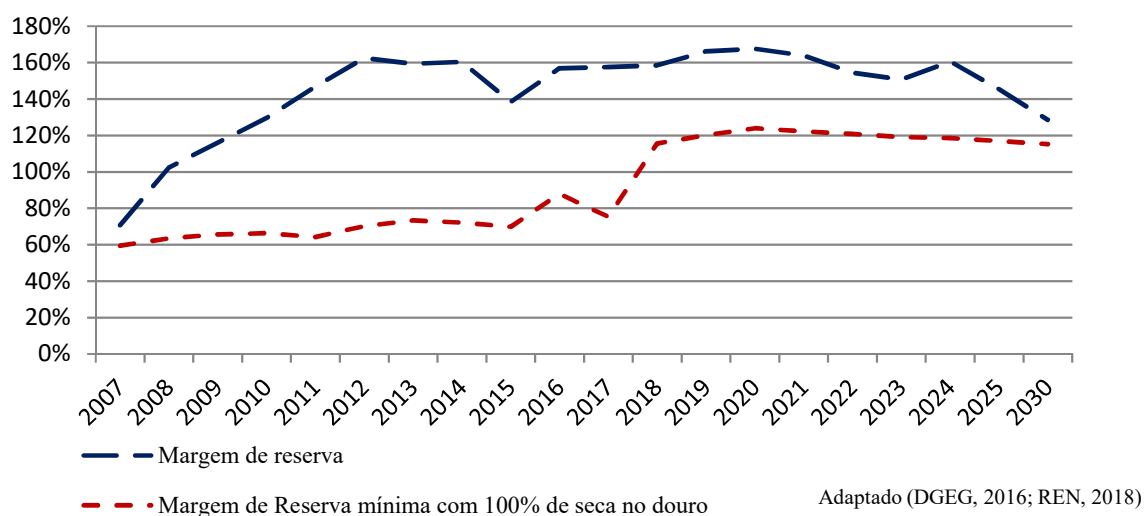


Figura 6-11 - Margem de reserva vs. Margem mínima: teste stress do douro

Na comparação entre a margem de reserva com a margem de reserva mínima necessária, é possível ver que a margem de reserva se mantém, mas a diferença entre elas vai ficando muito reduzida ao longo do tempo da seca, este aumento da margem de reserva mínima acontece por indisponibilidade dos centros hidroelétricos do douro, sendo considerado que a potência instalada não utilizada está em falha, ou seja é uma indisponibilidade e o sistema vai ter de ser capaz de cobrir essa indisponibilidade.

Quanto ao ICP, o impacto não é de todo preocupante nos primeiros sendo previsto uma evolução estável de ambos os índices até 2024, após o descomissionamento da central termoelétrica de Sines, o ICP do sistema entra numa tendência descendente, tendo ambos os índices a aproximarem-se do nível crítico no ano de 2030.

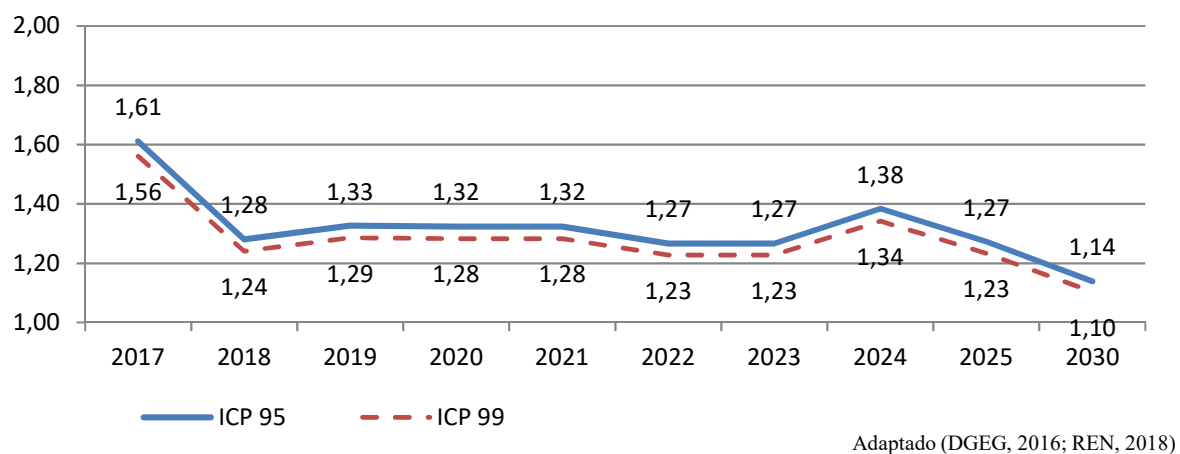


Figura 6-12 - ICP: teste stress Douro

Com o descomissionamento das centrais térmicas base nas suas datas previstas, neste cenário o sistema entra na zona de risco de no período 2025-2030, sendo aconselhável um reforço de potência para dar resposta às necessidades de consumo a partir deste período.

7. Conclusão

7.1 Síntese de resultados

Este estudo tem como principal objetivo a análise da resiliência do sistema energético português, com enfoque nas metas e perspetivas traçadas para o período 2020-2030.

Na análise de evolução de consumos até 2017, este estudo conclui que estes apresentam uma tendência de estagnação no período 2008-2017, sendo previsto aumentos consumos de energia elétrica quase nulos no horizonte 2017-2030, contrariando assim os valores de crescimento estimados dos relatórios de segurança de abastecimento de 2009 e pondo em causa a planificação de crescimento de infraestruturas com base nos valores aí apresentados. Já o último relatório de segurança analisado, de 2016 previa apenas um crescimento dos consumos elétricos muito mais baixos e dentro dos valores obtidos nesta tese.

A análise central desta dissertação foi o estudo da evolução dos consumos e da análise da capacidade para o período de 2014-2017. Ao longo deste período a potência instalada aumentou 11%, sendo que as fontes de energia hídrica cresceram 27%, contra apenas 7% das fontes de energia eólica, sendo estas fontes a par da energia térmica os grandes pilares de abastecimento do sistema elétrico português.

Esta análise é feita com base no estudo da capacidade de o sistema elétrico tem para cobrir as pontas máximas de consumo, tendo sido analisados vários indicadores. Os mais importantes são os que permitem apresentar o estudo de segurança do sistema elétrico, a disponibilidade real mínima e o Índice de cobertura semanal (ICS). O estudo da disponibilidade mínima real do sistema permite calcular a capacidade potência excedentária que o sistema elétrico apresenta perante as pontas máximas de consumo. Este estudo permitiu concluir que o sistema apresentou durante o período de análise uma capacidade de excedência elevada do ano 2014 a 2017.

O ICS que avalia a segurança de abastecimento do sistema elétrico semanalmente numa base de 15 minutos, apresentou valores bastante elevados ao longo do período de análise. Neste período o ICS médio foi de 1,71 e o ICS mínimo registado foi de 1,30, valores que permitem concluir que o sistema elétrico apresenta uma segurança considerável em relação ao abastecimento elétrico

Esta análise permite perceber que o sistema apresenta uma capacidade excedentária e um nível bastante satisfatório de segurança de abastecimento, o que permite avaliar a capacidade do sistema elétrico português como excedentária para produção de energia elétrica no horizonte 2017-2021, Com o início do período das paragens das centrais térmicas base previstas para 2021-2025, o sistema apresenta situações de risco, sendo necessário um reforço de potência que consiga suprir a perda de 2746 MW de potência disponível com a desativação das centrais térmicas base neste período para garantir a segurança do sistema elétrico.

No período de estudo as fontes hídricas tiveram um aumento de potência instalada em 27%, embora os resultados de potência fornecida e dos consumos hidroelétricos tenham ficado muito aquém desta evolução, acabando por perder expressão para as grandes térmicas e para as centrais eólicas. Neste período de estudo foi possível analisar os impactos que os anos de seca criam na produção de energia elétrica através de fontes hídricas, tendo como exemplo o fator de utilização à entrada do último trimestre de 2017, que era de 11% (EDP, 2017), valor muito baixo quando comparado com o fator de utilização das centrais térmicas base que se consideram um fator de utilização bastante elevado ou das centrais a biomassa que em que o valor base se cifra nos 90% (DSPEE/DGEG, 2016). Perante a evolução de potências instaladas e dos consumos registados e face aos resultados do período de análise este estudo conclui que as fontes de energia hidroelétricas apresentam potência excedentária, tanto hidroelétrica como de bombagem (Freitas, 2015) não se obtendo dividendos que justifiquem os elevados custos de capital e ambiental associados a novas centrais, principalmente a cada ano de seca atípico que foi registado como o ano de 2017.

A energia eólica em caso de disponibilidade de vento é capaz de fornecer potências elevadas ao sistema elétrico português, podendo compensar a pouca produtibilidade hídrica ou ajudar a aliviar a produção das centrais térmicas base. A energia eólica apesar de não ser considerada uma fonte de energia de reserva foi responsável pelo abastecimento de 24% dos consumos finais de energia elétrica no período de análise 2014-2017 com uma disponibilidade mínima de potência apresentada sempre positiva, neste período não houve nenhum período onde fosse registado um fornecimento nulo proveniente desta fonte. Estas análises permitem concluir que as fontes de energia eólica têm sido uma mais valia no sistema elétrico português. Em relação às restantes fontes PRE, para atingir as metas previstas é necessário um aumento sustentado da potência instalada preferencialmente em fontes não hídricas com base na eficiência de recursos e fornecimento de energia, sendo necessário subsídios que apelem à utilização de fontes de energia alternativa, mas também é necessária uma sensibilização geral da população para o uso de novas fontes de energia.

Na análise às centrais térmicas, pode-se concluir com este estudo que as centrais térmicas a carvão e gás natural ainda são o grande pilar dos consumos de energia elétrica em Portugal. Devido à elevada dependência em fontes térmicas não renováveis do sistema elétrico português, não existindo ainda uma resposta capaz e eficiente das restantes fontes de energia para se poder abolir as centrais térmicas a carvão e a gás natural sem colocar o sistema em risco como foi possível observar no teste de stress da análise de segurança ao sistema elétrico português. Os custos variáveis associados a estas centrais aliados aos elevados custos dos impactos ambientais, tornam urgente a necessidade de pensar num sistema mais eficiente que permita assegurar um futuro sem centrais térmicas base.

Na análise de segurança nos cenários analisados o sistema apresenta sempre uma capacidade de resposta bastante satisfatória perante as necessidades avaliadas, sendo os únicos fatores de risco identificados com a paragens das centrais térmicas a carvão do Pego e de Sines e a central térmica a gás da Tapada do Outeiro para o período 2021-2025, podendo ser necessário um reforço de

potência neste período. Com a segurança do sistema assegurada e uma capacidade excedentária elevada, seria essencial com vista à descarbonização total das fontes uma aposta numa maior eficiência energética em contraponto com um aumento desnecessário das fontes de potência do país. A aposta em energias renováveis é essencial para o futuro da energia elétrica do país, mas são necessárias algumas mudanças de paradigmas em relação às fontes de energia renováveis. Com os encerramentos das centrais térmicas, as energias renováveis aparecem como fontes emergentes para conseguir aguentar o sistema sem ser necessário reforços adicionais de potência e combater a capacidade excessiva do sistema elétrico.

Não obstante o elevado potencial das fontes renováveis, há que conseguir apresentar soluções que permitam mitigar os fatores de disponibilidade baixo destas fontes devido às várias intermitências dos diversos recursos, procurando uma melhor eficiência energética e eficácia na relação custo/benefício, dando o exemplo das fontes fotovoltaicas que são de momento as fontes mais subvalorizadas do país em relação ao elevado potencial apresentado.

Como tal para além de apoios eficazes à implementação de fontes de energia renovável também é necessária uma consciencialização da população para o uso de outras formas de energia sem procurar apenas o lucro imediato.

7.2 Desenvolvimentos futuros

No desenvolvimento desta tese foram surgindo questões e ideias que podiam ser interessantes para alvo de estudo futuro.

As cavas de tensão, são das perturbações em que mais se tem investido nos últimos anos para uma melhoria, seria interessante avaliar o efeito real das cavas de tensão no sistema elétrico português tanto na parte do fornecedor de energia como da parte do consumidor, analisando ao nível de segurança de energia e prevenção, onde se obtém melhor resultado se do lado do fornecedor ou do consumidor.

Fazer um estudo completo da rede de transporte e distribuição avaliando o estudo da capacidade de cada subestação em função do centro populacional que fornece, identificando as que possam estar em risco de colapso devido à elevada sobrecarga de energia na zona. Procurando alternativas que permitam uma maior eficiência da rede permitindo também encontrar grelhas de energia que tenham maior necessidade de reforço.

Não só a energia fotovoltaica tem um elevado potencial que pode ser uma mais valia no sistema energético português, como as centrais a biomassa podem ser um fator de peso decisivo para atingir as metas previstas. Poderia ser benéfico fazer um estudo do aumento de pequenas centrais por

regiões onde haja zonas florestais ou rurais mais abundantes, estudando a criação de centros produtores de biomassa e pequenas centrais de biomassa. Sendo o objetivo principal o aumento da produção de energia limpa, mas como benesse criar um sistema que use equipas próprias para limpeza das matas e áreas florestais, garantindo assim meios que possam sustentar centrais de biomassa. Para além das equipas uma hipótese seria criar apoios para entidades privadas, ou municipais que procedessem à limpeza de matas e terrenos próprios, e fornecessem biomateriais nos próprios centros de produção para posteriormente serem usados em centrais de biomassa. Não só o sistema energético ganhava com o aumento de fontes de energia renovável, como seria uma ajuda na prevenção de incêndios, visto as limpezas serem constantes, reduzindo o desperdício de matéria prima.

8. Referências

- Assembleia da República. (15 de abril de 2010). Diário da República, 1.ª série — N.º 73 — 15 de Abril de 2010. *Resolução da Assembleia da República n.º 33/2010*. Lisboa.
- Castro, R. (2011). Uma introdução às energias renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. IST Press.
- CECA ; Euratom. (2007). *Carta Europeia da Energia*. Obtido de Eur-Lex: Access to European Union law: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=LEGISSUM:l27028>
- Comissão Europeia. (2014). *Políticas, Informações e Serviços: Estratégia Europa 2020*. Obtido de Comissão Europeia: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/framework/europe-2020-strategy_pt
- Comissão Europeia. (2016). *União da Energia e Clima*. Obtido de As prioridades da Comissão Europeia: https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_pt
- DGEG. (2015). *Publicações: Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística*. Obtido de DGEG - Direção geral de energia e geologia: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (2016). *Fatura energética portuguesa 2007-2016*.
- DGEG. (2016). *Relatório de Monitorização de Segurança do Sistema do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030*.
- DGEG. (2017). *DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CONSUMO*. Obtido de DGEG - Direção geral de energia e geologia: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (dezembro de 2017). *Publicações: Renováveis - estatísticas rápidas*. Obtido de DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (2018). *Competências*. Obtido de DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (2018). *Política energética*. Obtido de DGEG - Direcção geral de energia e geologia: www.dgeg.gov.pt
- DGEG, REN. (2008). *Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade - Análise intercalar período 2009-2020*.
- Direção Geral de Energia. (2013). *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030*.
- DSPEE/DGEG. (2016). *O SISTEMA ELECTROPRODUTOR NACIONAL: Oferta vs. Procura*.
- EDP. (outubro de 2017). *DADOS OPERACIONAIS PREVISIONAIS - 9MI7*. Obtido de CMVM - Comissão de mercados de valores mobiliários: <http://web3.cmvm.pt/sdi/emitentes/docs/FR66138.pdf>

EDP. (2017). *Produtor: Regime especial*. Obtido de EDP distribuição: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtores/legislacao/ProducaoRegimeEspecial/Pages/RegimeEspecial.aspx>

EDP. (2017). *Produtor: Regime Ordinário*. Obtido de EDP distribuição: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtores/legislacao/ProducaoRegimeOrdinario/Pages/RegimeOrdinario.aspx>

Energias endógenas de Portugal. (2017). *Base de dados de fontes renováveis de energia*. Obtido de e2p Energias endógenas de Portugal: <http://e2p.inegi.up.pt/>

Entsoe. (2017). *Week-ahead Total Load Forecast*. Obtido de Entsoe transparency - Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market.: <https://transparency.entsoe.eu/>

Entsoe. (2018). *Day-ahead Aggregated Generation*. Obtido de Entsoe transparency - Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market.

Entsoe. (2018). *Installed Capacity per Production Type*. Obtido de Entsoe transparency - Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market.

Entsoe. (2018). *Unavailability of Production and Generation Units*. Obtido de Entsoe transparency - Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market.: <https://transparency.entsoe.eu/outage-domain/r2/unavailabilityOfProductionAndGenerationUnits/show>

ERSE. (2017). *Envolvente de mercado*. Obtido de ERSE - Entidade reguladora dos serviços energéticos: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeectricidade/envolventedemercado/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>

ERSE. (2018). *Glossário*. Obtido de ERSE - Entidade reguladora dos sistemas de energia: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=baeaae46-4f3f-401d-91ff-668518dd41e8>

Erse. (s.d.). *Eletricidade*. Obtido de ERSE - Entidade reguladora dos serviços energéticos: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>

European Commission, Joint Research Centre. (2018). *Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology*. Obtido de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Freitas, T. B. (2015). A bombagem hidroelétrica em Portugal no quadro do mercado ibérico.

Geota. (Setembro de 2015). *ProTejo - MANIFESTO EM DEFESA DE UM TEJO VIVO*. Obtido de Geota - Grupo de estudos de ordenamento do território e ambiente: <http://www.geota.pt/scid/geotaWebPage/defaultArticleViewOne.asp?categoryID=720&articleID=2591>

Gomes, C. A., Franco, R., & Calado, D. (2014). *ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: Evolução e perspectivas*. Revista Eletrónica de Direito Público.

IPMA. (2014). Boletim Climatológico Anual – 2014.

IPMA. (2015). Boletim Climatológico Anual – 2015.

IPMA. (2016). Boletim Climatológico Anual – 2016.

IPMA. (2017). Boletim Climatológico Anual – 2017.

Martins, N. F., Cabral, P., Vilela, S., & Santos, J. (2011). INDICADORES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO REFERENTES À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE “O CASO PORTUGUÊS”. *XXI SNPTTE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica*. Florianópolis.

MIBEL. (2018). *MIBEL*. Obtido de MIBEL - Mercado Ibérico de Energia: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>

OEC, IEA. (2012). *Technology Roadmap: Hydropower*. Obtido de IEA - International Energy Agency:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2012_Hydropower_Roadmap.pdf

OECD, IEA. (2016). *World Energy Outlook Part B: Special on Renewable Energy*. Obtido de IEA - International energy agency: <https://www.iea.org/media/publications/weo/WEO2016SpecialFocusonRenewableEnergy.pdf>

Pacheco, M. C., & Mendes, J. (2018). *Energy 2018: Portugal*. Obtido de Global legal insights: <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/portugal>

Paiva, J. P. (2011). *Redes de energia elétrica: Uma análise sistémica*. Ist Press.

Quercus. (Fevereiro de 2013). *Quercus exige clarificação do Ministério do Ambiente sobre novo transvase do Tejo para o rio Segura*. Obtido de Quercus - Associação Nacional de Conservação da Natureza: <http://www.quercus.pt/comunicados/2013/fevereiro/1584-quercus-exige-clarificacao-do-ministerio-do-ambiente-sobre-novo-transvase-do-tejo-para-o-rio-segura?highlight=WyJ0cmFuc3Zhc2UiLCJkbyIsInRlam8iLCJ0cmFuc3Zhc2UgZG8iLCJ0cmFuc3Zhc2UgZG8gdGVqbyIsImRvIHRlam8>

REN. (01 de 01 de 2012). *Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte*. Obtido de Produtores em Regime Ordinário ligados à Rede Nacional de Transporte - Centrais Termoeléctricas:

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/CentraisTermoelectricas.aspx>

REN. (2014). *Ren - Sistema de informações de mercado de energia*. Obtido de Unidades físicas de produção/bombagem - regime ordinário: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadFisic.aspx>

REN. (2017). *Caracterização da RNT*. Obtido de REN - Eletricidade centro de informação: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/CaracterizacaoREN.aspx>

REN. (2017). Dados técnicos 2007-2016.

REN. (2017). Diagramas de carga. *Diagramas de carga 2014-2016*.

REN. (2018). *Estatística mensal - SEN*. Obtido de Eletricidade - centro de informação: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>

REN. (2018). *Indisponibilidades*. Obtido de REN - Sistemas de informação e mercados de energia.

REN. (2018). *O QUE FAZEMOS: O SETOR ELÉTRICO*. Obtido de REN: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5

REN. (s.d.). *Informação de exploração: Centrais térmicas*. Obtido de REN - Centro de informação: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Lists/planomanutceseptermicas/CSEPTermicas.aspx>

Ritchie, H., & Roser, M. (s.d.). *Energy Production & Changing Energy Sources*. Obtido de Our World in Data: <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources/>

SNIRH. (2018). *Boletim de Armazenamento nas Albufeiras de Portugal Continental*. Obtido de SNIRH - Sistema nacional de informação de recursos hídricos: <http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=1.3>

União europeia. (2016). *Domínios de intervenção da União Europeia: Energia*. Obtido de União europeia: https://europa.eu/european-union/topics/energy_pt